

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



ESTRATEGIAS DE PRESENTACIÓN DE OFERTAS DE ENERGÍA EÓLICA EN EL MERCADO INTRADIARIO

PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERIA INDUSTRIAL

Autor:

Daniel Serrano Jiménez

Tutor del proyecto:

María Ángeles Moreno López de Saá

Leganés, Enero de 2011

Resumen

Las energías renovables representan un papel fundamental en el intento de resolver los problemas de dependencia energética y de emisión de gases invernadero, tan importantes en la actualidad. Prueba de ello es el constante aumento de la generación eólica en el sistema eléctrico español, al igual que de su participación en el mercado de producción.

La integración en el mercado de la energía eólica ha supuesto un auténtico reto para todos y, aunque se ha trabajado intensamente, aún quedan varios inconvenientes por resolver. Uno de ellos es la predicción de la potencia generada ya que, a diferencia de otras tecnologías, la potencia eólica es una variable desconocida hasta el momento en que se produce.

La predicción de la producción eólica es un tema complicado, y que a día de hoy, no tiene una precisión suficientemente buena en el horizonte temporal en el que los parques eólicos hacen sus ofertas al mercado de producción diario pudiendo incurrir en altos costes debidos a los desvíos de potencia cometidos.

El objetivo de este proyecto es mostrar la importancia del mercado intradiario para este tipo de generación a la hora de disminuir los errores de potencia cometidos y mejorar los ingresos del productor. Para ello se plantean dos opciones o estrategias que corrigen la oferta realizada en el mercado diario, denominadas respectivamente *mejor predicción* y *maximizar ingresos*.

En la primera de ellas, aprovechando la menor anticipación horaria a la producción que ofrecen los mercados intradiarios, se ofertará para cada una de las horas del día la mejor predicción disponible para ese momento, obteniendo con ello un menor error de potencia y unos mayores ingresos.

Sin embargo, un desvío de potencia menor no se traduce siempre en un mayor ingreso, debido a la posibilidad de un arbitraje de precios entre el mercado intradiario y los precios de los desvíos. Aprovechándose de esto, se plantea la segunda estrategia que consistirá en encontrar la potencia óptima a ofertar en el mercado intradiario que maximice los ingresos.

Esta estrategia a su vez conlleva un gran número de dificultades al tener que predecir además de la potencia generada, los propios precios del mercado intradiario y de los desvíos a subir y a bajar, los cuales son desconocidos en el momento de ofertar.

La predicción de los precios del mercado intradiario, se realizará mediante una herramienta previamente desarrollada por la Universidad Carlos III de Madrid, mientras que para la predicción de los precios de los desvíos se propondrán diversas alternativas sencillas para estimarlos.

Por último, se realizará una mejora de esta estrategia incorporando la incertidumbre asociada a la producción, para lo cual será necesaria la creación de unas funciones de densidad de probabilidad de la potencia eólica producida.

Finalmente las diferentes estrategias son evaluadas en un caso real de un parque eólico de 21 MW de potencia instalada, para el año 2009, calculando los ingresos obtenidos y los desvíos de potencia incurridos para cada una de ellas, haciendo uso de la herramienta de cálculo MATLAB.

Índice general

1. Introducción.....	1
1.1 Origen del proyecto.....	1
1.2 Objetivos del proyecto	1
1.3 Organización de la memoria	2
2. Mercado eléctrico español	3
2.1 Introducción.	3
2.2 Mercado de producción español.	4
2.2.1 Mercado diario.....	5
2.2.2 Mercado intradiario.	8
2.2.3 Mercados de operación.....	9
2.3 Secuencia del mercado de producción.....	10
2.4 Mercado minorista.	12
2.5 El mercado eléctrico español en 2009 en cifras.....	13
3. Generación eólica en el sistema y mercado eléctrico español.....	17
3.1 Introducción.	17
3.2 La energía eólica en España en el 2009.....	18
3.2.1 Potencia instalada.	18
3.2.2 Demanda y generación.	20
3.4 La energía eólica en el mercado eléctrico.....	22
4. Predicción de la producción eólica a corto plazo.....	25
4.1 Introducción.	25
4.2 Modelos de predicción de la producción eólica a corto plazo.	25
4.3 Bondad de las predicciones de producción eólica.	26
4.4 Predicción de la producción eólica del parque eólico.....	26
4.5 Incertidumbre asociada a la predicción del parque.....	27
5. Estrategias de presentación de ofertas en el mercado intradiario.....	32
5.1 Introducción.	32
5.2 No corrección.....	34
5.3 Mejor predicción.....	34
5.4 Maximizar ingreso.	34
5.5 Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción.	35

6. Predicción de precios.....	36
6.1 Introducción.	36
6.2 Predicción del precio del mercado intradiario.	36
6.3 Predicción de los precios de los desvíos.	39
7. Resultados	54
7.1 Introducción.	54
7.2 No corrección.....	54
7.3 Mejor predicción.....	57
7.4 Maximizar ingresos.....	61
7.5 Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción	65
8. Conclusiones.....	70
8.1 Conclusiones	70
8.2 Trabajos futuros	71
8.3 Propuesta de cambio regulatorio para la fijación de precios de los desvíos	71
Referencias bibliográficas.....	73

Índice de figuras

Figura 1. Evolución de la legislación del sector eléctrico español y europeo	4
Figura 2. Curva de demanda agregada	6
Figura 3. Curva de oferta agregada	7
Figura 4. Proceso de casación	7
Figura 5. Secuencia de operación del mercado diario.....	11
Figura 6. Secuencia de operación del mercado intradiario.	12
Figura 7. Volumen económico y energía contratada en el mercado de producción	13
Figura 8. Energía y precio del mercado diario	14
Figura 9. Mercado intradiario. Volumen y precio por hora en cada sesión	14
Figura 10. Energía asignada por restricciones técnicas.....	15
Figura 11. Evolución del precio final y energía	16
Figura 12. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica.....	18
Figura 13. Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular	19
Figura 14. Evolución de la potencia instalada por tecnologías. 2005-2009	19
Figura 15. Evolución de la potencia eólica acumulada en España 1999-2009	20
Figura 16. Evolución de la demanda. 2004-2009	20
Figura 17. Cobertura de la demanda de energía eléctrica	21
Figura 18. Evolución anual de la cobertura de la demanda con eólica. 2003-2009	21
Figura 19. Evolución de la tarifa regulada RD 661/2007. 2007-2010	22
Figura 20. Evolución de la prima según el precio del mercado en 2009	23
Figura 21. Opciones de retribución de la eólica en 2009	23
Figura 22. Opción venta elegida por la energía eólica en 2009	24
Figura 23. Herramienta de predicción VS Persistencia	27
Figura 24. Funciones de probabilidad para distintos niveles de potencia eólica predicha, con 7 horas de antelación.	30
Figura 25 Funciones de probabilidad para distintos niveles de potencia eólica predicha, con 30 horas de antelación.	31
Figura 26. Función de distribución beta.....	31
Figura 27. Comparación precios reales, precios predichos del mercado intradiario para cada mes del año.....	38
Figura 28. Precios del desvío a subir para el año 2009.....	39
Figura 29. Precios del desvío a bajar para el año 2009.....	39

Figura 30. Histogramas de los precios de los desvíos a subir y a bajar.	40
Figura 31. Medias mensuales de los precios de los desvíos a subir y a bajar. 2007-2009.....	41
Figura 32. Cocientes mensuales de los precios de los desvíos a bajar y a subir. 2007-2009.....	41
Figura 33. Error medio absoluto anual de predicción de los precios de los desvíos para la técnica de persistencia.....	43
Figura 34. Error medio absoluto anual de la predicción de los precios de los desvíos para la técnica media diaria.	44
Figura 35. Error medio absoluto anual de predicción de los precios de los desvíos para la técnica media horaria.	45
Figura 36. Error medio absoluto mensual de predicción de los precios de los desvíos a subir para la técnica media horaria.	46
Figura 37. Error medio absoluto mensual de predicción de los precios de los desvíos a bajar para la técnica media horaria.	47
Figura 38. Comparación precios reales, precios predichos del desvío a subir para cada mes del año.	50
Figura 39. Comparación precios reales, precios predichos del desvío a bajar para cada mes del año.	52
Figura 40. Comparación entre precios mensuales de los desvíos a subir reales y predichos.....	53
Figura 41. Comparación entre precios mensuales de los desvíos a subir reales y predichos.....	53
Figura 42. Relaciones de los ingresos por unidad de energía producida para la estrategia no corrección.	55
Figura 43. No corrección: error medio de potencia horario y mensual.....	56
Figura 44. No corrección: error medio absoluto horario y mensual.	57
Figura 45. Relaciones de los ingresos por unidad de energía producida para la estrategia mejor predicción.	58
Figura 46. Mejor predicción: error medio de potencia horario y mensual.....	60
Figura 47. Mejor predicción: error medio absoluto de potencia horario y mensual.	60
Figura 48. Maximizar Ingreso: desviación de la potencia óptima en la estrategia, maximizar ingresos respecto de la mejor predicción.....	62
Figura 49. Maximizar ingresos: error medio de potencia horario y mensual.....	63
Figura 50. Maximizar ingresos: error medio absoluto de potencia horario y mensual.	64
Figura 51. Desviación de la potencia óptima en la estrategia ‘maximizar ingresos’ incorporando incertidumbre de la producción respecto de la mejor predicción.	66
Figura 52. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: error medio de potencia horario y mensual.....	67
Figura 53. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: error medio absoluto de potencia horario y mensual.	68

Índice de tablas

Tabla 1. Sesiones del mercado intradiario.....	8
Tabla 2. Coste de la energía utilizada en la operación técnica del sistema	15
Tabla 3. Componentes del precio horario final	16
Tabla 4. Datos de partida.....	28
Tabla 5. Datos de las funciones de densidad de probabilidad.....	28
Tabla 6. Sistema de precios de desvíos en el mercado español	33
Tabla 7. Errores mensuales y anuales de la predicción del precio del mercado intradiario.....	38
Tabla 8. Estadísticos de los precios de los desvíos.	40
Tabla 9. Predicción de desvíos: persistencia.	42
Tabla 10. Predicción de desvíos: media diaria.	44
Tabla 11. Predicción de desvíos: media horaria.....	45
Tabla 12. Estadísticos de los precios de los desvíos a subir mensuales.....	46
Tabla 13. Estadísticos de los precios de los desvíos a bajar mensuales.....	47
Tabla 14. Resumen de errores de predicción de precios de los desvíos.....	48
Tabla 15. Errores mensuales y anuales de la predicción del precio del desvío a subir.....	50
Tabla 16. Errores mensuales y anuales de la predicción del precio del desvío a bajar.....	52
Tabla 17. Precios medios mensuales de los desvíos a subir reales y predichos.....	53
Tabla 18. Precios medios mensuales de los desvíos a bajar reales y predichos.....	53
Tabla 19. Antelación horaria para cada hora del mercado diario.....	54
Tabla 20. No corrección: ingresos y costes de los desvíos por meses	55
Tabla 21. Reglas para actualizar la oferta del día ‘d’ en el mercado intradiario.....	57
Tabla 22. Mejor predicción: ingresos y costes de los desvíos por meses.	58
Tabla 23. Relación entre los ingresos obtenidos y la disminución del error de predicción de potencia.	59
Tabla 24. Mejor predicción: ingresos y costes de los desvíos por intradiarios.	59
Tabla 25. Coste de la falta de precisión en la predicción de la producción.	61
Tabla 26. Maximizar ingresos: ingresos y costes de los desvíos por meses.	62
Tabla 27. Maximizar ingresos: ingresos y costes de los desvíos por intradiarios.....	63
Tabla 28. Influencia de las predicciones de la variables en la estrategia maximizar ingresos....	64
Tabla 29. Influencia de la predicción de los precios en la estrategia maximizar ingresos.....	65

Tabla 30. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: ingresos y costes de los desvíos por meses.....	66
Tabla 31. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: ingresos y costes de los desvíos por intradiarios.	67
Tabla 32. Influencia de la predicción de los precios en la estrategia maximizar ingreso considerando la incertidumbre de la producción.	68

Capítulo 1

Introducción

1.1 Origen del proyecto

El origen de este proyecto surge del interés de trasladar los estudios previos de estrategias de presentación de ofertas en el mercado intradiario, desarrollados en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid para el año 2007 [1], [2], al 2009, debido al comportamiento tan diferente del mercado eléctrico para estos años y al constante aumento de la generación eólica en el sistema eléctrico.

Con la liberalización del mercado eléctrico y los diferentes impulsos regulatorios posteriores, cada vez son más los productores eólicos que acuden al mercado de producción para vender su energía.

La participación de la energía eólica en el mercado resulta, cuanto menos, diferente a la de otros tipos de generación. Al tratarse de una fuente intermitente, la cantidad de energía producida es una variable incierta hasta el momento en el que se genera y por ello los productores tienen la necesidad de utilizar predicciones a la hora de realizar sus ofertas.

Aunque las herramientas de predicción han evolucionado rápidamente en los últimos años, todavía presentan una precisión limitada en el horizonte temporal en el que los productores realizan sus ofertas en el mercado diario, lo cual se puede traducir en errores importantes entre la potencia comprometida en el mercado y la potencia realmente producida ocasionando costes para el productor.

El mercado intradiario presenta una menor anticipación horaria a la producción, de ahí su importancia para este tipo de generación a la hora de poder mejorar sus ingresos y disminuir los desvíos de potencia cometidos.

1.2 Objetivos del proyecto

El primer objetivo del proyecto es cuantificar la importancia del mercado intradiario, para este tipo de generación, en el aumento de sus ingresos y en la reducción de los desvíos de potencia cometidos. Para ello se plantean dos estrategias, una encaminada a la minimización del desvío de potencia, *mejor predicción*, y otra a la maximización del ingreso, *maximizar ingreso*.

La primera estrategia es más sencilla ya que sólo intervendrá la potencia como variable a predecir, mientras que en la segunda aparecerán además, los precios del mercado intradiario y de los desvíos, los cuáles son desconocidos en el momento de ofertar. Para la predicción de potencia y de los precios del mercado intradiario se hará uso de herramientas de predicción

previamente diseñadas, sin embargo para el caso de los precios de los desvíos, éstas no existen. El segundo objetivo del proyecto será proponer diferentes métodos o técnicas sencillas para predecir los precios de los desvíos a subir y a bajar y estimar los diferentes errores cometidos. Finalmente, como ya se ha comentado anteriormente la maximización del ingreso del productor dependerá de tres variables: la potencia generada, los precios del mercado intradiario y los precios de los desvíos. El tercer y último objetivo será cuantificar la influencia de la predicción cada una de éstas variables, así como de la incertidumbre de la producción en la maximización del ingreso del productor.

A modo de resumen, se puede concluir que los objetivos marcados en el proyecto son:

- Cuantificar la importancia del mercado intradiario para mejorar los ingresos y reducir los desvíos de potencia del productor eólico.
- Proponer diversas técnicas sencillas para predecir los precios de los desvíos.
- Cuantificar la importancia de la predicción de cada una de las variables que intervienen en la maximización de los ingresos del productor y de la incertidumbre de la producción.

1.3 Organización de la memoria

La organización de la memoria está estructurada en 8 capítulos más uno de referencias bibliográficas. A continuación se hace una descripción de los temas tratados en cada uno de ellos.

En el capítulo 2 se exponen las características principales del mercado eléctrico español y se recogen sus datos principales para el año 2009, que constituirá el año de estudio.

El capítulo 3 comienza con una breve introducción de la generación eólica de electricidad, sigue con un repaso a su situación en el sistema eléctrico y finalmente expone su situación en el mercado y sus formas de retribución.

El capítulo 4 aborda el tema de la predicción de potencia eólica a corto plazo. Se describe el modelo de predicción de potencia utilizado y se aborda el problema de la incertidumbre asociada a la predicción mediante el uso de funciones de densidad de probabilidad.

En el capítulo 5 se describen las estrategias de presentación de ofertas en el mercado intradiario que constituirán la base del proyecto.

El capítulo 6 aborda el problema de la predicción de los precios del mercado intradiario y de los precios de los desvíos. Se expone el modelo de predicción utilizado para los precios del mercado intradiario y se describen las técnicas utilizadas para predecir los precios de los desvíos.

Finalmente, en el capítulo 7 se presentan los resultados de evaluar las estrategias planteadas y en el capítulo 8, las conclusiones y los trabajos futuros.

Capítulo 2

Mercado eléctrico español

2.1 Introducción.

Las últimas décadas del siglo XX han supuesto una auténtica revolución en cuanto a la regulación económica de ciertos sectores, entre los que el sector eléctrico no se ha mantenido ajeno. La nueva estructura, organización y funcionamiento del sistema se ha denominado como *desregulación* o *liberalización del sector*, la cual rompe con las ideas de regulación tradicional que consideraba el suministro eléctrico como un servicio público prestado en condiciones de monopolio, con garantía de franquicia territorial y fijación administrativa de precios. Esta nueva regulación propugna la posibilidad de la existencia de un mercado mayorista de energía eléctrica capaz de garantizar el suministro en régimen de competencia. La liberalización de los mercados eléctricos se ha visto favorecida por diversos factores [3]:

- Una coyuntura política y económica propicia a la liberalización de los distintos sectores económicos (telecomunicaciones, gas, transporte aéreo, etc.).
- Un cambio tecnológico en el sector eléctrico provocado por las tecnologías de la cogeneración y los ciclos combinados, con tiempos de instalación muy reducidos, que rompe las economías de escala del sector en generación y propicia la descentralización de las empresas y la competencia entre las mismas.
- El desarrollo de la interconexión de los sistemas eléctricos, que ha conducido a un aumento del tamaño de los potenciales mercados, reduciendo los posibles efectos de economías de escala en el sector.
- Avances tecnológicos en medida, comunicaciones y procesado de la información, indispensable para la existencia de una competencia real en el mercado eléctrico.
- Ineficiencias asociadas a la regulación tradicional por falta de incentivos.

La voluntad de los países de la Unión Europea de construir un mercado interior para la energía eléctrica presidido por los principios de la competencia se plasmó con la promulgación, el 19 de diciembre de 1996, de la Directiva europea 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la electricidad [4], actualmente derogada por la 2009/72/CE. La trasposición de la mencionada directiva se produjo en España con la promulgación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico del 27 de noviembre del 1997 con el triple objetivo de garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y el menor coste posible bajo los principios de libre

competencia [5]. Actualmente esta ley ha sido derogada por la Ley 17/2007 para adecuarla a la Directiva europea 2003/54/CE. En la *Figura 1* se puede observar la evolución de la legislación del sector eléctrico, tanto europea como española.

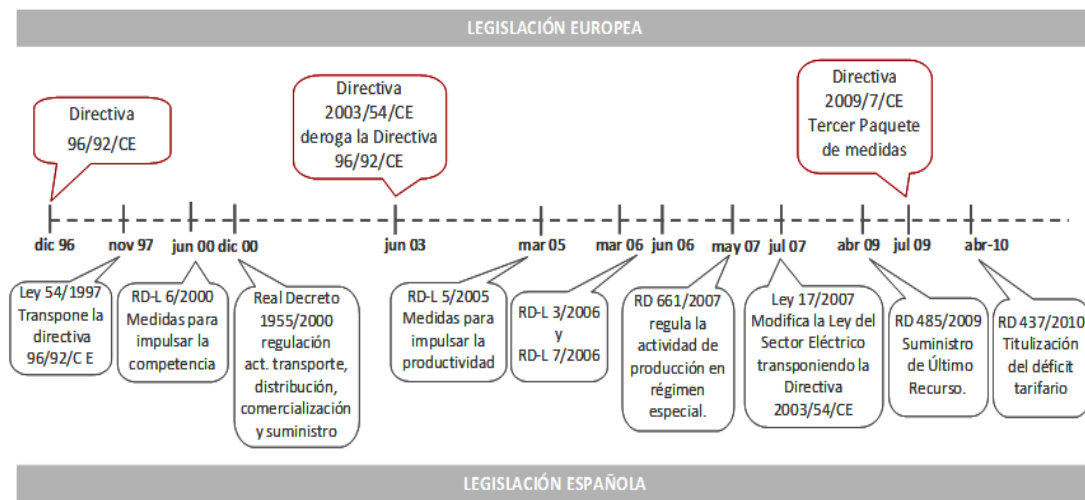


Figura 1. Evolución de la legislación del sector eléctrico español y europeo [6].

El mercado eléctrico español tiene dos partes claramente diferenciadas: el mercado mayorista, también llamado mercado de producción, en el que se fija el precio de la energía; y el mercado minorista, donde se negociará el precio del suministro de la misma. A continuación se realiza una descripción de cada una de estas partes [6] - [9].

2.2 Mercado de producción español.

El mercado de producción consta de 3 partes: mercado diario, mercado intradiario y mercados de operación. Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado de producción como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad así como los consumidores cualificados. Además de poder acudir al mercado como agentes, los productores y los consumidores cualificados pueden celebrar contratos bilaterales físicos. El mercado de contratos bilaterales físicos es un mercado no organizado en el que los productores y los consumidores acuerdan el precio de la adquisición de la energía.

Aparte de los agentes del mercado, existen tres entidades independientes responsables de coordinar las distintas actividades:

- El *Operador del Mercado (OM)* gestiona los mercados diario e intradiarios de electricidad, realizando la casación de estos mercados, poniendo a disposición de los agentes la información sobre las operaciones casadas y no casadas y determinando para cada periodo horario el precio de la casación y la energía a producir.

- El *Operador del Sistema* (OS) garantiza la viabilidad técnica del mercado en condiciones de seguridad y calidad. Entre otras funciones facilita a los distintos agentes las medidas de los intercambios de energía, propone al Ministerio nuevas necesidades de la red de transporte y estima, calcula y publica los coeficientes de pérdidas en los nudos de transporte. Además, coordina con otros OS foráneos la información de las transacciones internacionales, publica la previsión sobre la demanda, evalúa la capacidad máxima de interconexión del sistema eléctrico y gestiona ciertos servicios complementarios.
- La *Comisión Nacional de la Energía* (CNE) vela por la libre competencia. Es un órgano arbitral en los conflictos entre agentes y ejerce una función consultiva para la Administración en materia energética.

A continuación se hace una breve descripción del mercado diario, mercado intradiario y mercados de operación.

2.2.1 Mercado diario.

El mercado diario tiene como objetivo llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. En él se lleva a cabo el grueso de las transacciones de energía y constituye el principal componente en la fijación del precio final de la energía eléctrica. Este mercado es gestionado por la compañía operadora del mercado de electricidad, OMEL.

Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación de una hora, con un horizonte de 24 horas (salvo en los días de cambio de hora), cerrándose el periodo de recepción de ofertas para el día D a las 10:00 de la mañana del día D-1.

Las ofertas económicas de energía eléctrica pueden ser simples o complejas en función de su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de compra o venta de energía que los compradores o vendedores presentan para cada periodo horario con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas complejas son aquellas ofertas económicas de venta de energía, que cumpliendo con los requisitos exigidos a las ofertas simples incorporan además, alguna o algunas de las condiciones técnicas siguientes:

- La condición de *indivisibilidad* permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor puede ser dividido por solo la aplicación de los gradientes de carga declarados por el mismo agente, o por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.
- El *gradiente de carga* permite establecer la diferencia máxima entre la potencia inicio de hora y la potencia final de hora de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente.

- La condición de *ingresos mínimos* permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija.
- La condición de *parada programada* permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

Procedimiento de casación de ofertas.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica (recibidas antes de las 10:00 horas del día), por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que existan ofertas que incorporen condiciones complejas. El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción y adquisición para cada periodo horario de programación.

Para ello el operador del mercado ordena las ofertas de compra de energía en orden decreciente, creando lo que se conoce como *curva de demanda agregada* para cada una de las horas del día D, tal como se puede observar en la *Figura 2*, donde la ofertas de mayores precios corresponderán a las de los consumidores de último recurso (CUR) .

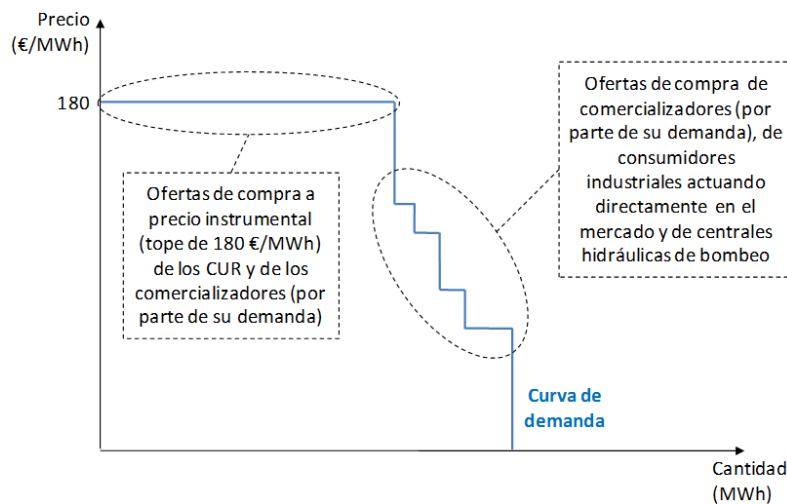


Figura 2. Curva de demanda agregada [6].

Seguidamente y de igual modo, crea la curva de oferta agregada para cada una de las horas del día D, colocando esta vez las ofertas de venta en orden creciente, tal como se puede observar en la *Figura 3*. Así mismo, puede observarse también el tipo de ofertas que realizará normalmente

cada tecnología de generación. Siendo las centrales de punta las que realicen ofertas con precios más altos mientras que las nucleares o las eólicas entre otras las de precios más bajos.

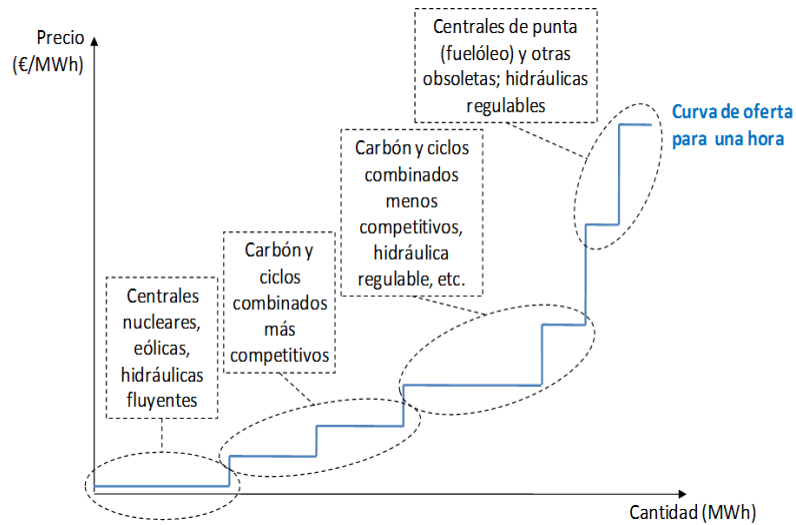


Figura 3. Curva de oferta agregada [6].

Finalmente el operador del mercado cruzará las curvas de oferta y de demanda para cada una de las horas del día D. El precio en cada periodo horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada, en caso de no existir separación de mercados. En la Figura 4 se puede observar un esquema del proceso de casación para las veinticuatro horas del día D.

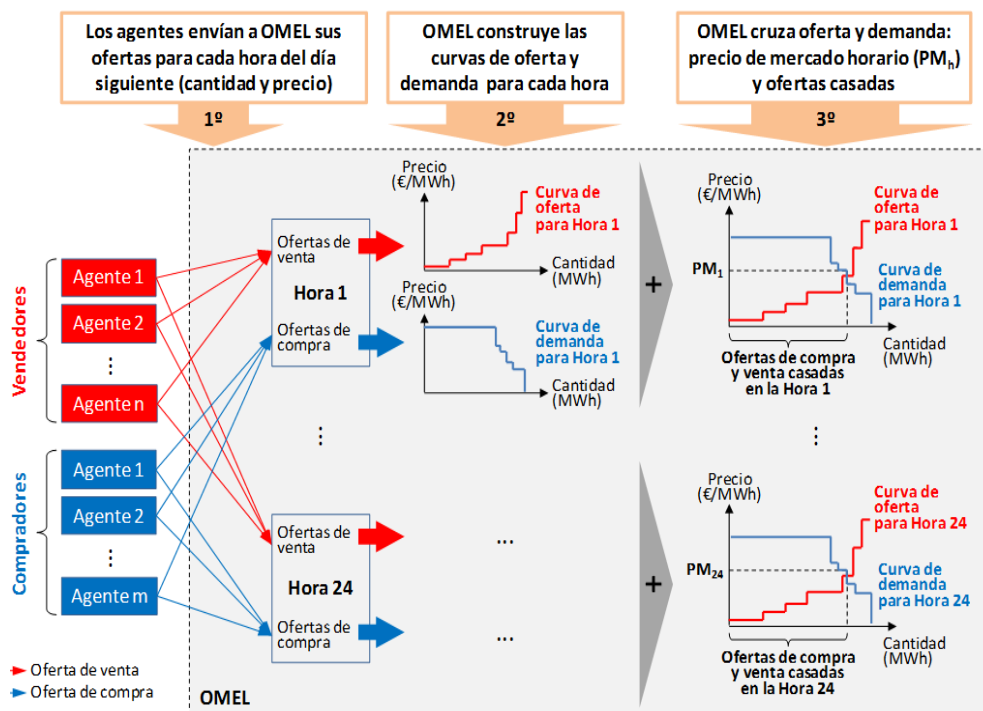


Figura 4. Proceso de casación [6].

El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añaden las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen la condición de ingresos mínimos así como de parada programada, siendo esta solución la primera solución final provisional, obtenida considerando una capacidad ilimitada en las interconexiones internacionales. Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional, considerando tanto las ofertas realizadas al mercado diario, como las ejecuciones de contratos bilaterales físicos.

Como resultado de la casación, el operador del mercado obtiene el Resultado de la Casación, PBC, entendiéndose por el mismo, la programación de entrada en la red establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica y en el que se determina, para cada periodo horario de un mismo horizonte diario, el volumen de energía eléctrica que se requiere que se produzca para cubrir la demanda de dicha energía.

2.2.2 Mercado intradiario.

El mercado intradiario es un mercado de ajustes, gestionado por el operador del mercado eléctrico, OMEL, al que pueden acudir con ofertas de venta o compra de energía los agentes del mercado. Los agentes que actúan como compradores en el mercado diario, para poder asistir al mercado intradiario, han de haber participado en la sesión correspondiente del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral.

Actualmente el mercado español contempla 6 sesiones con diferentes horizontes de programación. El periodo de programación será de una hora, y para cada sesión se establecerá una hora de apertura y de cierre para que los agentes realicen el envío de ofertas al sistema de información del operador del mercado. Cabe resaltar el horizonte de programación de la primera sesión, ya que no sólo abarca el día D sino también las cuatro últimas horas del día anterior. Toda esta información se encuentra recogida en la *Tabla 1*.

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análisis de Restricciones	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 1. Sesiones del mercado intradiario.

Análogamente al mercado diario, las ofertas podrán ser simples o complejas, con la salvedad que los compradores también pueden emitir ofertas complejas. Las condiciones complejas que pueden incluir son:

- Las condiciones de *gradiente de carga e ingresos mínimos* son las mismas que las descritas en el mercado diario, en el punto 2.2.1.
- La condición de aceptación completa en la *casación del tramo primero de la oferta de venta* permite que solo puede resultar casado en el caso de serlo en el primer tramo de todas las horas.
- La condición de *aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta*, implica que solo será programado, en una hora determinada, el primer tramo en caso de ser casado en su totalidad, siendo retirados todos los tramos de dicha hora, y no siendo retirada la oferta realizada para el resto de las horas.
- La condición de *número mínimo de horas consecutivo con aceptación completa del primer tramo de la oferta*, implica que sólo podrá resultar casado en el caso de cumplir un mínimo de horas consecutivas.
- La condición de *energía máxima* permite a unidades de oferta limitar el valor casado a un máximo global de energía.

Tras el cierre de cada sesión se produce la casación, obteniéndose el precio marginal y las energías casadas por las unidades para cada hora del horizonte.

2.2.3 Mercados de operación.

Los mercados de operación tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos y están gestionados por el operador de la red.

La solución de restricciones viene a resolver la posible viabilidad técnica de los procesos de casación de los mercados.

En España se consideran servicios complementarios: la regulación de frecuencia, el control de tensión, la reposición de suministro y el deslastre de cargas. Los servicios complementarios pueden ser de carácter obligatorio o potestativo:

- Servicios complementarios obligatorios, deben ser prestados inexcusablemente en todo momento por las instalaciones que operan en el mercado: regulación primaria, control de tensión y el deslastre de cargas.

- Servicios complementarios potestativos, si bien su suministro puede ser considerado imprescindible para asegurar un adecuado funcionamiento del sistema eléctrico en algunas o todas las sesiones horarias de una jornada: regulación secundaria, regulación terciaria, control de tensión (excedentes) y reposición del suministro.

Estos procesos de gestión técnica, siempre que sea posible, se gestionan mediante subastas de requerimientos de potencia o energía, demandados por el operador del sistema. Las subastas fijan por orden de precedencia económica las ofertas aceptadas así como el precio de pago de las mismas.

Completan el conjunto de mercados de operación la gestión de desvíos, que viene a resolver los desvíos en la generación respecto de la programada en tiempo real.

2.3 Secuencia del mercado de producción.

En este punto, se pretende realizar un cronograma de las principales operaciones que se llevan a cabo en el mercado de producción español.

El mercado de producción comienza con la publicación, por parte del OS, de la previsión de la demanda, de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales y la situación de la red para el día D a las 9:00 de la mañana del día D-1. A partir de ese momento los agentes del mercado mandan al sistema de información del operador del mercado las ofertas de compra y venta de energía para el horizonte del día siguiente.

El periodo de recepción de ofertas para el día D para el mercado diario se cierra a las 10:00 de la mañana del día D-1. Una vez validadas las ofertas enviadas por los agentes y recibidos los contratos bilaterales internacionales, el OM realiza el proceso de casación, obteniendo el Programa Diario Base de Casación (PDBC) que incluye los precios marginales y las energías casadas por cada oferta para todas las horas del día D.

A las 11:00 se obtiene el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), que contendrá: la energía casada por las unidades de oferta, la declaración de contratos bilaterales nacionales (los agentes tienen de plazo hasta las 11:00 para enviar esta información), los excedentes de producción en régimen especial de los grupos que no han ofertado en el mercado diario y el precio de la casación o precio marginal del sistema.

Todos estos datos son enviados al OS que solucionará las posibles restricciones técnicas originadas en la red debidas a las energías asignadas a cada unidad física como resultado de los procesos anteriores y publicará a las 14:00 el Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

Finalmente, el OS publicará a las 16:00 del día D-1, el Programa Diario Viable Definitivo, (PDVD) con la inclusión de la asignación de la regulación secundaria en el PDVP. Esta secuencia de operación en el mercado diario se ilustra en la *Figura 5*.

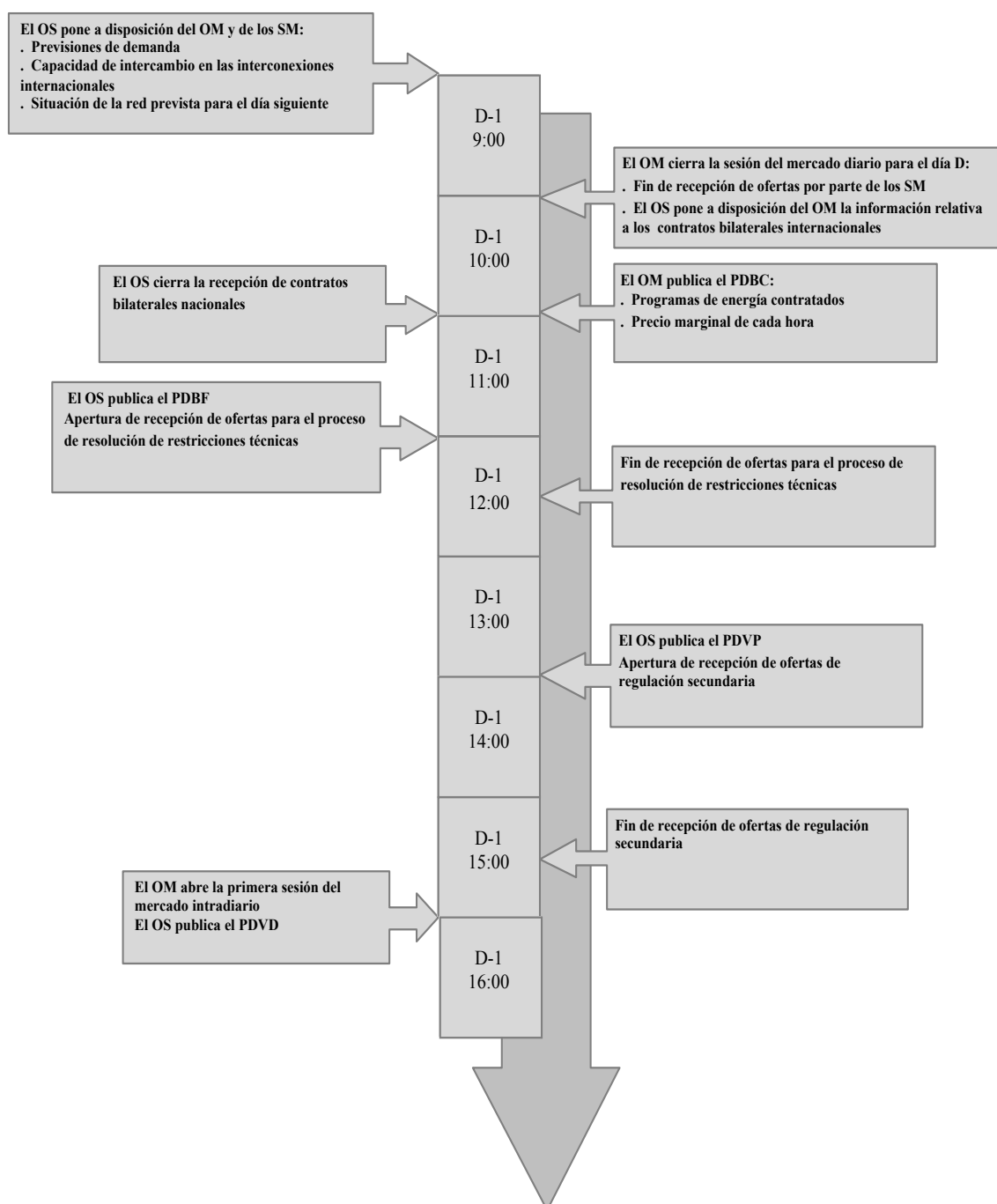


Figura 5. Secuencia de operación del mercado diario.

La secuencia de operación en cada sesión del mercado intradiario comienza con la declaración por parte del OS de las limitaciones a las unidades de oferta, las unidades indisponibles, la capacidad de las interconexiones internacionales y la previsión de la demanda para el periodo de programación de cada sesión.

Tras el cierre de cada sesión se produce la casación, obteniéndose el precio marginal y las energías casadas por las unidades para cada hora del horizonte. Con el resultado de la casación, el OS determinará las restricciones técnicas ocasionadas y el OM realizará el proceso de

recuadre, con lo que se obtendrá el programa horario final de la sesión (PDHF). Este proceso secuencial de operación puede visualizarse en la *Figura 6*.

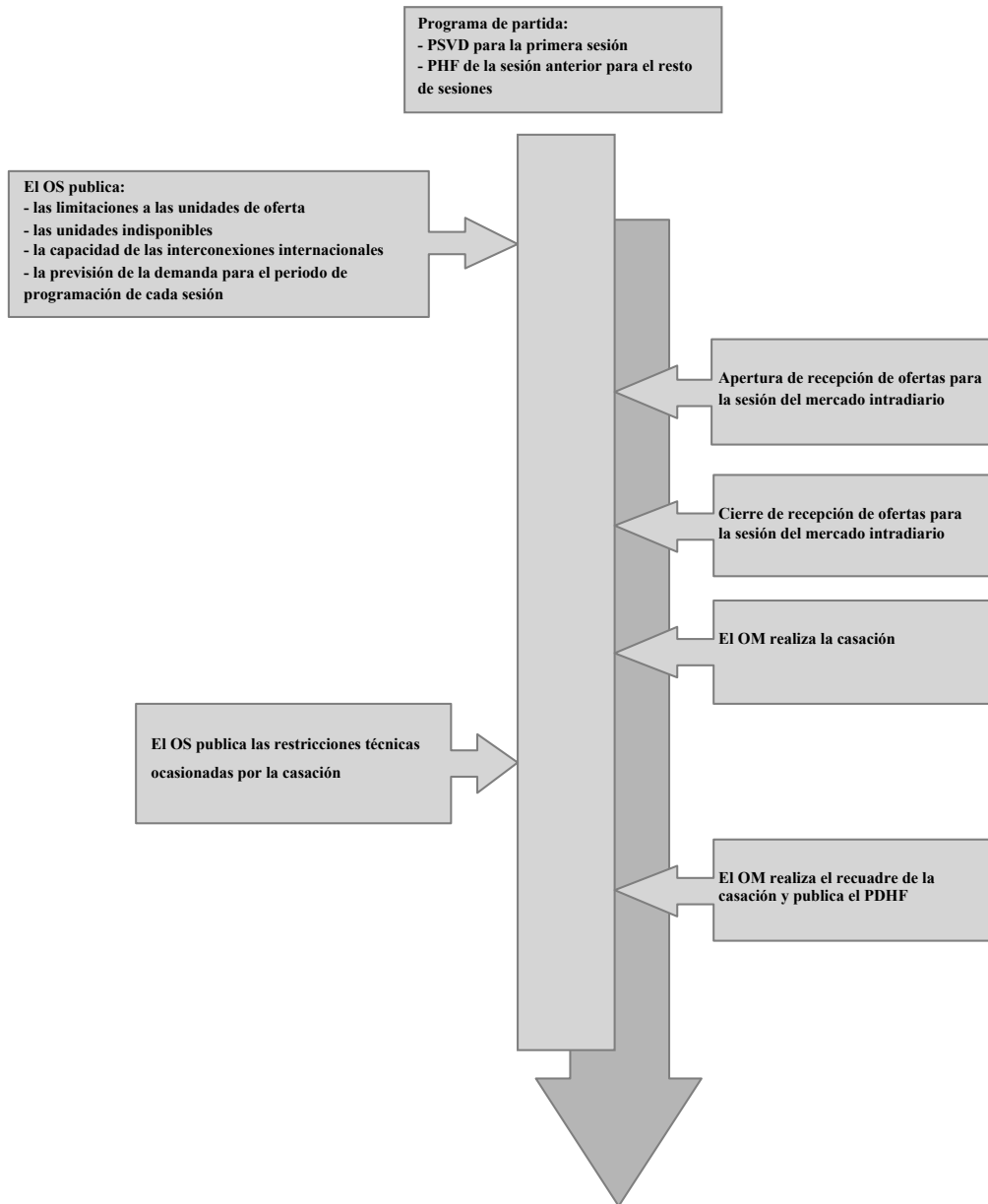


Figura 6. Secuencia de operación del mercado intradiario.

Una vez transcurridos todos estos procesos del mercado de producción el OS dispone de los servicios complementarios y de la gestión de desvíos para ajustar los desequilibrios entre generación y demanda producidos en tiempo real.

2.4 Mercado minorista.

Como se mencionó en el punto 2.1, el mercado de electricidad español está formado por dos partes, el mercado mayorista o de producción y el mercado minorista. El mercado minorista es aquel en el que se negocia el precio del suministro de la electricidad. Hasta hace muy poco, existían dos modalidades con las que obtener el suministro de electricidad: suministro regulado,

pagando una tarifa “integral”, y suministro competitivo o de mercado, pagando una tarifa de acceso a las redes, más el coste de contratación de la energía y otros servicios, a un comercializador.

El 1 de julio de 2009 se culminó el proceso de liberalización del sector eléctrico, desapareciendo el régimen de suministro a tarifa integral realizado por los distribuidores. Desde dicha fecha, los consumidores deben contratar libremente la energía que consumirán, bien acudiendo al mercado o a través de un comercializador. Adicionalmente, los consumidores con potencias menores de 10 kW pueden optar por contratar con los Comercializadores de Último Recurso la denominada Tarifa de último recurso, que incluye tanto el precio de la energía como el resto de los costes de acceso.

2.5 El mercado eléctrico español en 2009 en cifras.

El mercado eléctrico español en 2009 se caracterizó por una caída de la actividad económica, una disminución de los precios del mercado con respecto a los del 2008, y una creciente importancia de la generación a partir de energías renovables. Todas las cifras mencionadas en este punto han sido obtenidas del informe anual del operador del mercado para el año 2009 [10]. El volumen de contratación en el mercado diario e intradiario, y en los procesos de gestión técnica en el sistema eléctrico español ascendió a 11.1995 M€ y a 261.846 GWh lo que supone una disminución del 41,4% y del 3,2% respectivamente en relación al año anterior. En la *Figura 7* se muestra la serie temporal de ambas magnitudes para los años 2008 y 2009.

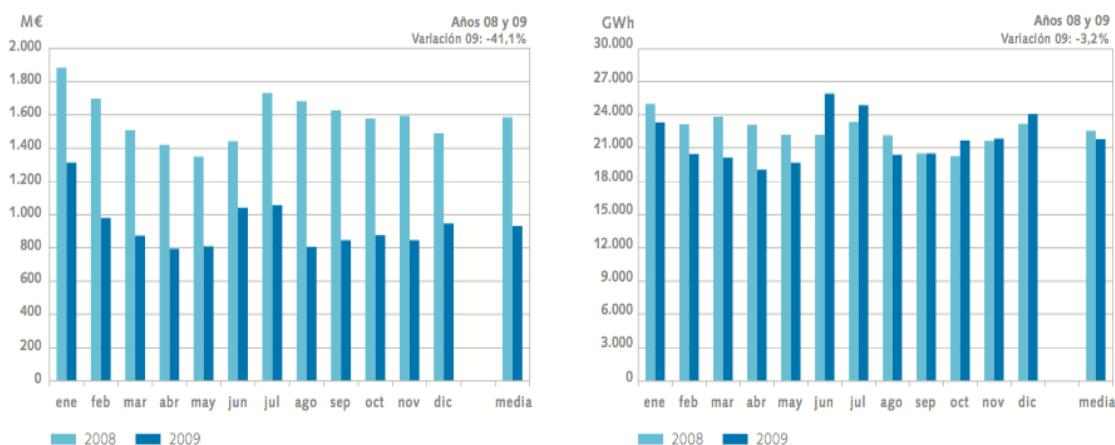


Figura 7. Volumen económico y energía contratada en el mercado de producción [10].

Este descenso en los precios del mercado se debió al descenso de la demanda, al incremento de la aportación en el régimen especial y de la producción hidráulica, a la finalización de los contratos “take or pay” de centrales de ciclo combinado y a la disminución de las exportaciones a Marruecos.

Mercado diario.

El volumen de contratación en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español ascendió en 2009 a 7.854,7 M€ y a 207.271 GWh.

Como puede verse en la *Figura 8*, los precios medios mensuales aritméticos del mercado diario en el sistema eléctrico español durante el año han variado, desde el mayor correspondiente al mes de enero de 2009 con un valor de 4,99c€/kWh, al menor correspondiente al mes de diciembre de 2009 con un valor de 3,04c€/kWh.

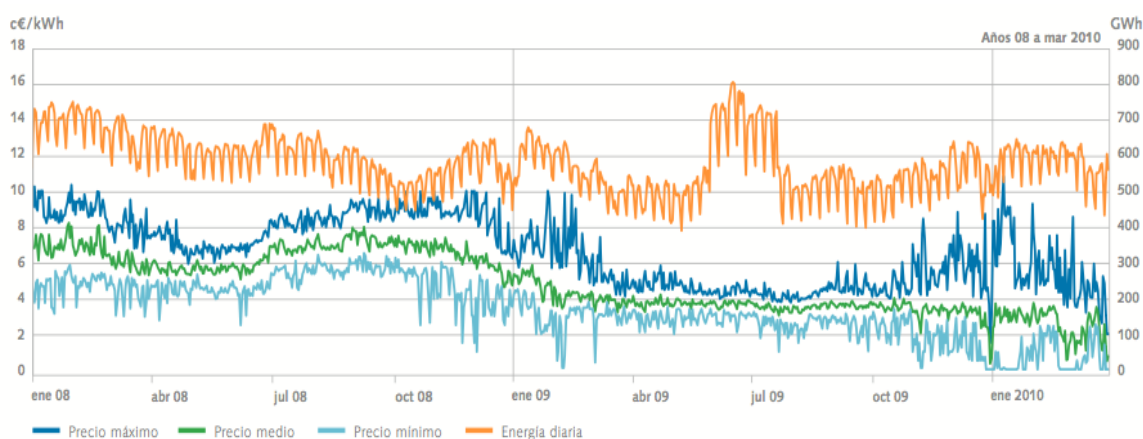


Figura 8. Energía y precio del mercado diario [10].

Mercado intradiario.

La contratación en el programa resultante de casación en el mercado intradiario en este periodo ha ascendido a 31.340 GWh y 1.126,8 M€. El precio aritmético del mercado intradiario en el sistema eléctrico español en este periodo ha sido de 3,69 c€/kW. En la *Figura 9* se reflejan los principales datos del mercado intradiario para cada una de sus sesiones durante el año 2009.

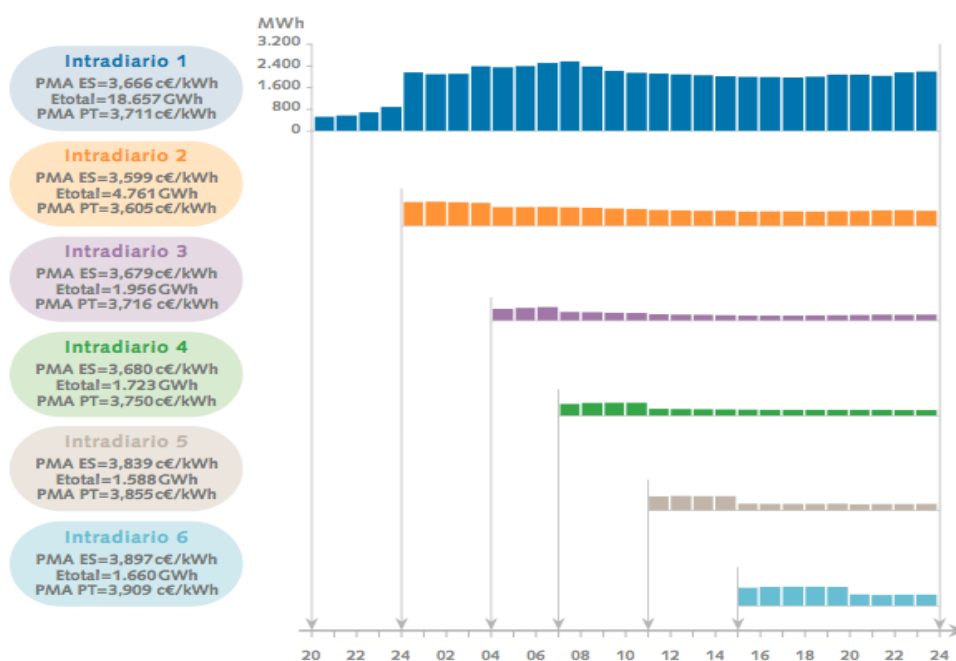


Figura 9. Mercado intradiario. Volumen y precio por hora en cada sesión [10].

Mercados de operación.

Los mercados de operación en 2009 supusieron un volumen de energía involucrada en el conjunto de estos procesos de 13.733 GWh lo que supone el 5.1% de la contratación.

Como datos más significativos del proceso de solución de restricciones técnicas, cabe mencionar que involucró un volumen de energía de 9.512 GWh con un coste para el sistema de 398,4 M€, lo que supuso un sobrecoste para el sistema de 0,171 c€/kW. En la *Figura 10* se muestra la energía asignada por restricciones técnicas durante 2008 y 2009.

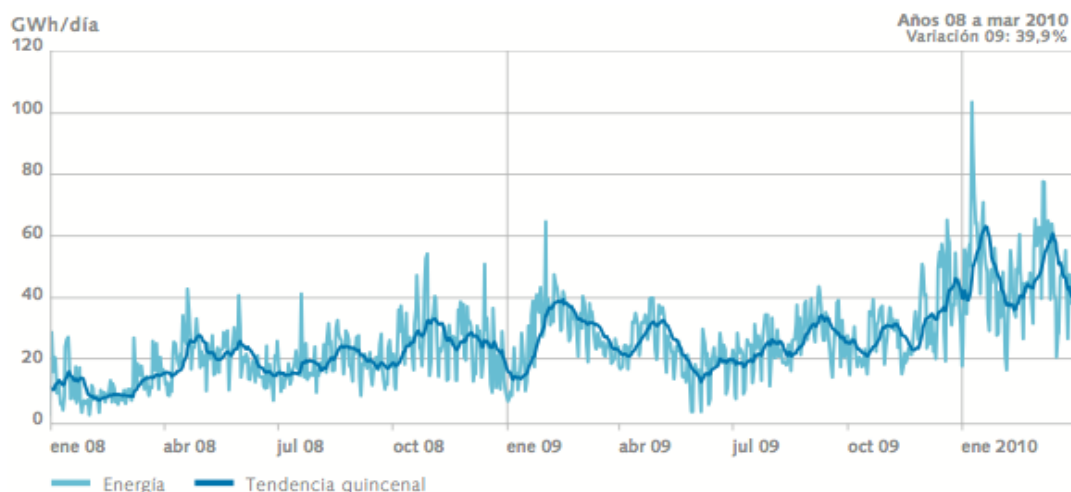


Figura 10. Energía asignada por restricciones técnicas [10].

El proceso de regulación secundaria contrató una potencia media mensual de banda de 1.224MW, valor prácticamente idéntico al año anterior, con un coste de 141 M€.

Durante el año 2009 los desvíos medidos liquidados por el sistema fueron 19.498 GWh de energía a subir y 16.043 GWh de energía a bajar. Los desvíos medidos correspondientes a las energías a subir cobraron un precio medio de 3,03 c€/kWh, mientras que las energías a bajar pagaron un precio medio de 4,08 c€/kWh. En la *Tabla 2* se puede ver el desglose mensual de todos los procesos de operación técnica en España durante 2008 y 2009.

	Energía GWh		Volumen económico M€		Coste Total M€		Precio medio unitario c€/kWh		Precio medio a subir c€/kWh		Precio medio a bajar c€/kWh	
	08	09	08	09	08	09	08	09	08	09	08	09
Ene	734	1.242	49,9	66,0	15,5	25,6	0,004	0,012	8,897	7,233	4,661	3,126
Feb	695	915	41,8	33,1	13,3	13,9	0,018	0,011	8,445	5,624	4,859	2,613
Mar	912	983	51,6	35,1	15,4	13,5	0,006	0,016	7,361	5,410	3,996	2,590
Abr	820	831	42,3	27,4	11,2	9,9	0,002	0,007	6,561	4,830	3,846	2,505
May	731	932	43,9	29,8	9,1	12,6	0,003	0,004	6,788	4,849	4,065	2,245
Jun	825	891	59,0	32,4	21,3	12,7	0,005	0,008	8,853	5,163	3,997	2,314
Jul	795	1.184	49,5	61,9	14,1	33,1	0,011	0,015	8,425	8,434	4,998	2,516
Ago	825	1.006	51,3	38,6	15,7	8,4	0,013	0,015	8,534	4,383	4,927	2,740
Sep	797	1.200	58,0	36,8	14,8	15,0	0,012	0,025	9,096	5,067	5,372	2,461
Oct	804	1.616	55,9	46,2	14,3	24,5	0,001	0,050	8,522	6,058	4,843	2,291
Nov	960	1.421	66,5	39,5	15,5	22,4	0,005	0,027	8,155	4,784	4,737	1,705
Dic	1.213	1.513	76,4	53,0	18,7	27,9	0,020	0,044	7,325	5,224	4,153	1,561
Total	10.110	13.733	646,2	499,9	178,9	219,9	0,008	0,020	7,983	5,664	4,577	2,335

Tabla 2. Coste de la energía utilizada en la operación técnica del sistema [10].

Precio horario final.

Se denomina precio horario final al valor medio de la energía vendida o comprada en un periodo de tiempo, bien por el sistema, por un agente o por un grupo de ellos. La Comisión Nacional de Energía es la responsable de la publicación de los precios horarios finales medios. Mensualmente se publican, entre otros, los precios finales de las comercializadoras de último recurso, mercado libre, demanda nacional y conjunto de unidades de adquisición.

En el precio final publicado se incluyen los diferentes componentes del mismo: mercado diario, intradiario, restricciones, procesos de operación técnica y pago por capacidad. En la *Figura 11* se puede ver la evolución del precio final a lo largo del año 2009.

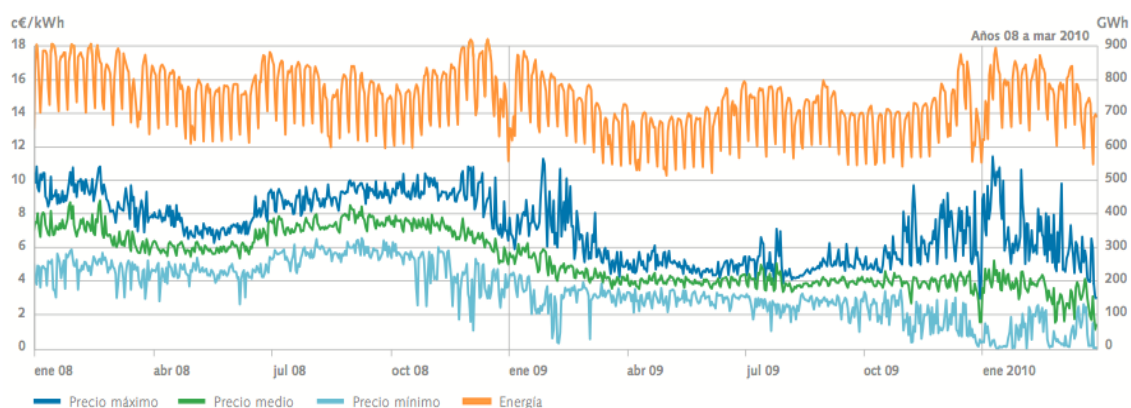


Figura 11. Evolución del precio final y energía [10].

Los componentes del precio horario final medio para el conjunto de la demanda nacional figuran en la *Tabla 3*. Como promedio, dicho precio final incorpora: el precio del mercado diario (que representa el 89,9 % del precio final), el coste derivado de la solución de restricciones técnica, de la banda de regulación y de los desvíos (que representa un 6,2 % del precio final), el mercado intradiario (que representa un -0,02% del precio final), y el pago por capacidad (que representa el 4,5% del precio final).

	Mercado diario c€/kWh		Restricciones técnicas c€/kWh		Banda de regulación c€/kWh		Mercado Intradiario c€/kWh		Operación técnica c€/kWh		Pago por capacidad c€/kWh		Total c€/kWh	
	08	09	08	09	08	09	08	09	08	09	08	09	08	09
Ene	7,211	5,165	0,096	0,215	0,129	0,074	0,001	-0,001	0,008	0,004	0,108	0,147	7,553	5,604
Feb	7,026	4,203	0,101	0,250	0,126	0,110	0,001	-0,002	0,017	0,018	0,115	0,161	7,386	4,740
Mar	6,023	3,898	0,108	0,168	0,108	0,062	0,001	-0,001	0,020	0,023	0,079	0,110	6,339	4,260
Abr	5,695	3,781	0,242	0,140	0,054	0,049	0,001	-0,001	0,006	0,017	0,075	0,102	6,073	4,088
May	5,707	3,754	0,112	0,135	0,055	0,046	0,000	-0,002	0,007	0,018	0,077	0,111	5,958	4,062
Jun	5,963	3,748	0,276	0,090	0,062	0,041	0,000	-0,002	0,009	0,015	0,113	0,170	6,423	4,062
Jul	6,950	3,518	0,148	0,318	0,062	0,031	0,000	0,000	0,015	0,020	0,176	0,374	7,351	4,261
Ago	7,131	3,537	0,179	0,104	0,085	0,041	0,000	-0,001	0,015	0,020	0,062	0,132	7,472	3,833
Sep	7,437	3,667	0,147	0,120	0,075	0,037	0,001	-0,002	0,017	0,035	0,109	0,216	7,786	4,073
Oct	7,125	3,649	0,232	0,163	0,076	0,041	-0,002	-0,005	0,005	0,066	0,106	0,199	7,542	4,113
Nov	6,829	3,388	0,207	0,214	0,064	0,065	-0,002	-0,004	0,008	0,048	0,100	0,212	7,206	3,923
Dic	5,917	3,241	0,161	0,262	0,074	0,072	-0,001	-0,003	0,028	0,066	0,142	0,332	6,321	3,970
Media	6,589	3,806	0,166	0,184	0,081	0,056	0,000	-0,002	0,016	0,029	0,113	0,191	6,965	4,265

Tabla 3. Componentes del precio horario final [10].

Capítulo 3

Generación eólica en el sistema y mercado eléctrico español

3.1 Introducción.

La energía eólica tiene su origen como el de la mayor parte de las fuentes energéticas del planeta, en la energía solar. El calentamiento de masas de aire como consecuencia de la radiación solar contribuye a la aparición de corrientes ascendentes, siendo el espacio que liberan ocupado por otras masas adyacentes de aire más frío. El movimiento de las masas de aire como consecuencia del calentamiento ocasiona también la aparición de diferencias de presión que, a su vez, contribuyen al propio movimiento del aire en forma de fuerzas de gradiente de presión.

La utilización del viento como fuente energética implica transformar su energía cinética en otra forma de energía aprovechable por el hombre. Para el caso concreto de transformar de la energía eólica en energía eléctrica, se realiza primero una transformación de energía eólica a energía cinética de rotación que, actuando sobre el eje de un generador eléctrico, se transforma en energía eléctrica. La transformación de la energía eólica en energía cinética de rotación se realiza por medio de la acción del viento sobre unas palas unidas a un eje de giro, a su vez acoplado mecánicamente al eje de un generador eléctrico. La potencia del viento instantánea viene dada por la ecuación 1

$$P_v(t) = \frac{1}{2} \rho(t) A v^3(t) \quad (1)$$

donde $P_v(t)$ representa la potencia del viento en el instante t , $\rho(t)$ la densidad del aire en el instante t , A representa el área de barrido y $v(t)$ la velocidad del viento en el instante t . Se ha considerado que el área de barrido no cambia con el tiempo cosa que si puede ocurrir.

Sin embargo, la potencia máxima extraíble del viento es menor que la representada en la ecuación 1, por lo que es necesario introducir un coeficiente de rendimiento tal como muestra la ecuación 2. En dicha ecuación C_p representa la fracción de potencia extraída por el rotor eólico.

$$P(t) = \frac{1}{2} C_p \rho(t) A v^3(t) \quad (2)$$

El coeficiente C_p depende del tipo de máquina e incluso de las condiciones de funcionamiento, pero tiene un límite teórico conocido como límite de Betz. Este límite, formulado por el físico Albert Betz en 1919, está establecido en un valor del 59,9 %. Para un aerogenerador moderno el

valor máximo para el coeficiente de rendimiento C_p está en torno al 45%. En la *Figura 12* puede verse distintos valores de C_p para diferentes aerogeneradores.

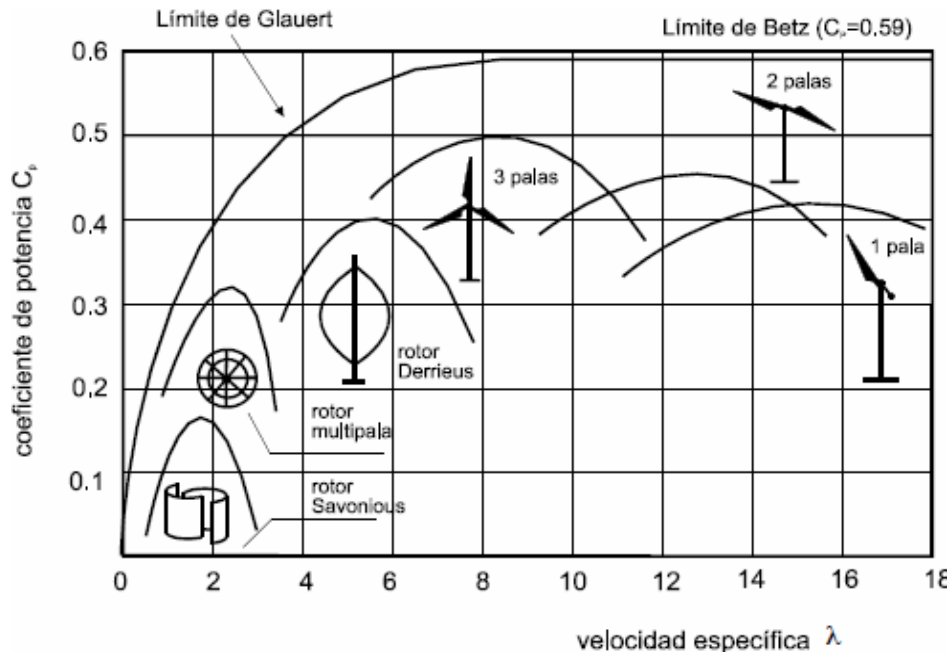


Figura 12. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica.

La utilización de esta tecnología de generación ha sufrido un importante desarrollo en los últimos tiempos. A continuación se presentan los datos correspondientes a su situación al año 2009 a nivel nacional, así como su situación en el mercado, para lo que se han utilizado las referencias bibliográficas [11] y [12].

3.2 La energía eólica en España en el 2009.

En el repaso a la situación de la energía eólica en España en 2009, entre todos los datos cabe destacar el crecimiento de la potencia eólica, con 2.459 nuevos MW, el segundo más importante después de 2007 y la aportación a la cobertura de la demanda peninsular hasta el 14,39% que consolidan a la eólica como tercera tecnología del sistema.

3.2.1 Potencia instalada.

Con un segundo puesto ya afianzado, la energía eólica supone a finales de 2009, un 19,27% de la potencia instalada en España, tal como se indica en la *Figura 13*. Por delante de esta tecnología sólo queda el ciclo combinado (27,78%) y por detrás, la siguen la hidráulica (16,76%), el resto de régimen especial (13,54%), el carbón (11,94%), la nuclear (7,76%) y el fuel/gas (6,95%).

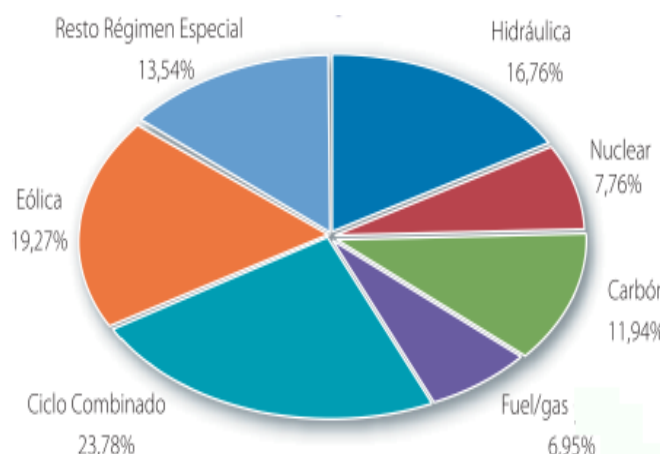


Figura 13. Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular [11].

Sin embargo para valorar realmente el crecimiento de la eólica, hay que observar la *Figura 14*, en la que se muestra la potencia instalada por tecnologías entre los años 2005 y 2009. La figura es reveladora ya que muestra que la energía eólica instaló 2459,8 MW el año 2009, casi cinco veces la potencia que el ciclo combinado puso en funcionamiento el año pasado, 568 MW. De hecho ni la hidráulica, ni la nuclear ni el carbón instalaron nueva potencia. Además, tanto el fuel/gas como el resto del Régimen Especial dieron de baja algunas instalaciones disminuyendo la potencia acumulada.

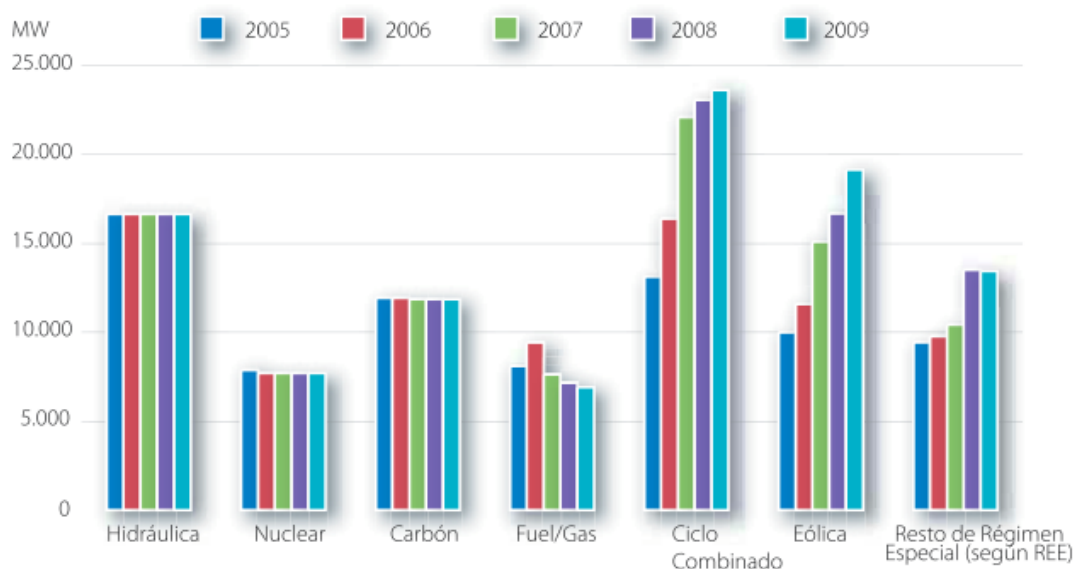


Figura 14. Evolución de la potencia instalada por tecnologías. 2005-2009 [12].

Haciendo una retrospectiva mayor de la evolución de la potencia eólica instalada, se comprueba que la última década ha sido el periodo del despegue y maduración de la energía eólica en España, pasando de 1.415 MW, a cierre de 1999, a 19.149 MW al finalizar el año 2009. Aunque el crecimiento resulta bastante llamativo, lo cierto es que esta tecnología se ha ceñido a los planes de desarrollo de las energías renovables establecidas desde el Gobierno, para sumar nuevos megavatios en España. No obstante, observando la *Figura 15*, se comprueba que, si bien

se ha mantenido una regularidad, ha habido varios años con una instalación especialmente alta: 2004, 2007 y 2009, hecho que ha coincidido significativamente con los cambios regulatorios que afectaban al sector (RD 436/2004, RD 661/2007 y RD-Ley 6/2009). Así pues, el fuerte crecimiento del pasado ejercicio se debió a la inestabilidad regulatoria existente a partir de mayo de 2009, mes en el que el Gobierno publicó el Real Decreto Ley 6/2009, por el cual se creaba un Registro de Pre-Asignación cuya resolución estableció cuantos MW se pueden instalar cada año en el periodo 2009-2012.

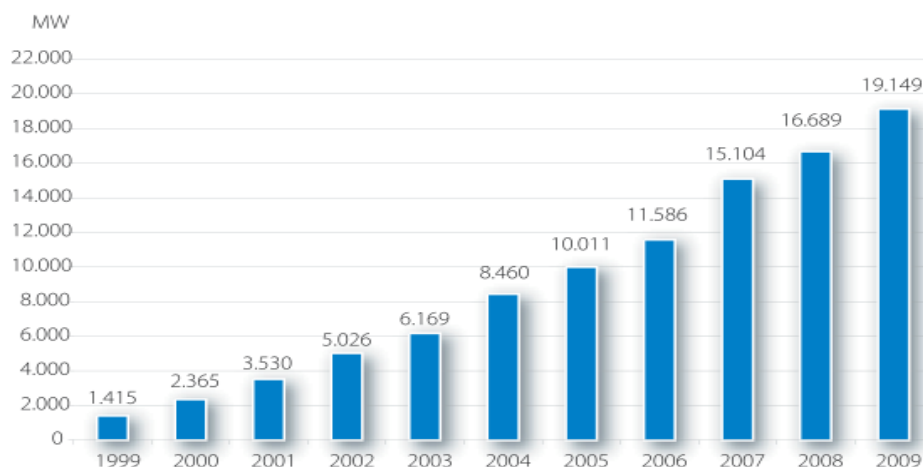


Figura 15. Evolución de la potencia eólica acumulada en España 1999-2009 [12].

3.2.2 Demanda y generación.

La fuerte crisis que ha golpeado al mundo entero, lógicamente también ha afectado a España, y eso se notó en la demanda eléctrica durante el ejercicio 2009. A medida que han cerrado fábricas y centros industriales, la demanda ha caído y, como se puede observar en el Figura 16, 2009 ha quedado por debajo de años como 2007 o 2008 en consumo eléctrico.

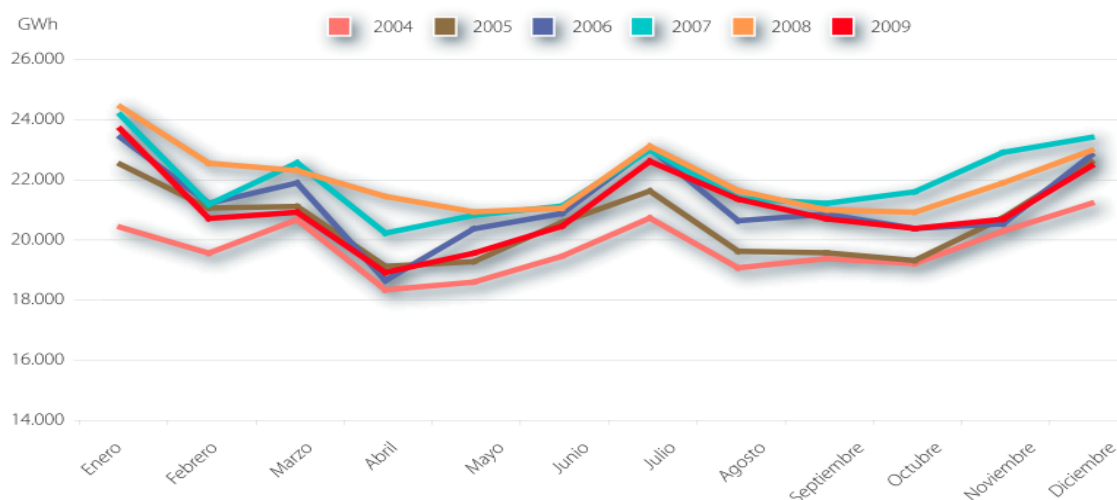


Figura 16. Evolución de la demanda. 2004-2009 [12].

En este complicado contexto, la cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2009 es la mostrada en la *Figura 17*. La eólica ha cubierto un 14,39% de la generación, solo por detrás de la nuclear (20,9%) y del ciclo combinado (31%); eso sí, estas dos tecnologías han perdido cuota respecto al ejercicio anterior, y si, el año pasado existía una diferencia de diez puntos porcentuales de la eólica respecto a la nuclear, en 2009 la diferencia ha sido de 6,5 puntos. El carbón ha pasado de cubrir un 17% de la demanda en 2008 a un 13,46% en 2009, mientras que la hidráulica y el resto del Régimen Especial han aumentado sus porcentajes en 1,6 puntos y en 4,23 puntos respectivamente.

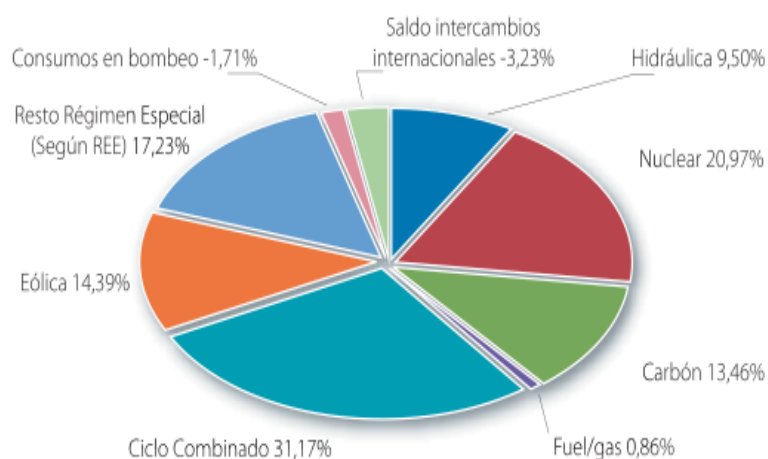


Figura 17. Cobertura de la demanda de energía eléctrica [11].

En la *Figura 18* se plasma claramente el avance regular que ha tenido la tecnología eólica en su aportación a la hora de cubrir la demanda en los últimos seis años. Analizando el gráfico se comprueba que, desde 2003, en el 2009 se produjo el mayor crecimiento en cuanto a cobertura de la demanda por parte de esta tecnología, con una aportación de casi 3 puntos porcentuales más que en 2008, lo que se explica tanto por el importante crecimiento de la potencia instalada como por la reducción de la propia demanda, ya mencionada en el apartado anterior.

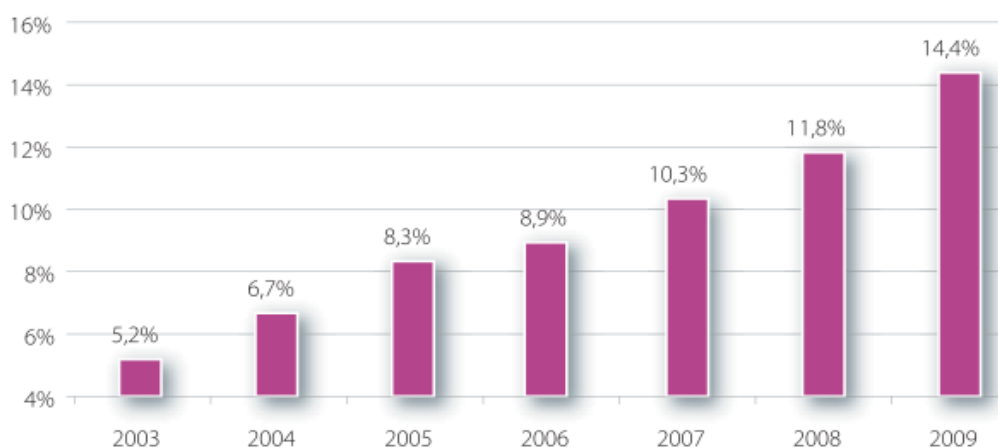


Figura 18. Evolución anual de la cobertura de la demanda con eólica. 2003-2009 [12].

3.4 La energía eólica en el mercado eléctrico.

De acuerdo al RD 661/2007 que regula la producción en régimen especial [13], la energía eólica tiene dos opciones de retribución en el mercado eléctrico español: mediante una tarifa regulada o participando en el mercado de producción.

Tarifa regulada.

El productor eólico acogido a tarifa regulada percibe un precio constante fijado y revisado cada año por la venta de su energía. La orden ITC/3801/2008, de 26 diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de Enero de 2009, estableció un IPC para la actualización de la tarifa regulada de 355,6 puntos básicos. Teniendo en cuenta el valor a detracer del IPC establecido en el RD 661/2007 de 25 puntos básicos hasta 31 de diciembre de 2010, la actualización de su valor se incrementó un 3,30% con respecto al año anterior, alcanzando los 78,183 €/MWh. En la *Figura 19* puede verse la evolución de la tarifa regulada desde 2007 al 2010.

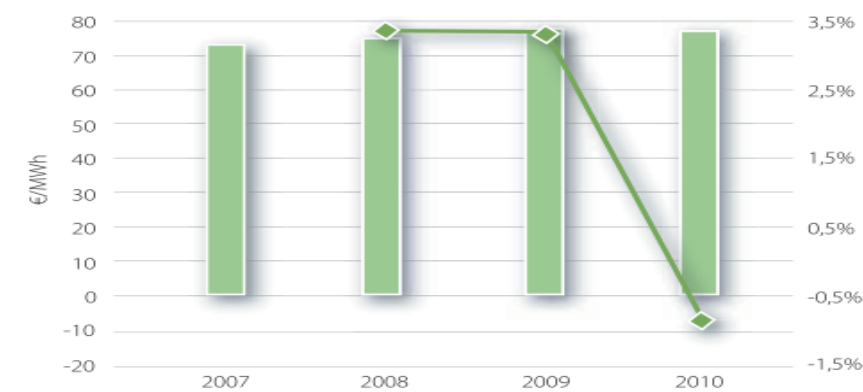


Figura 19. Evolución de la tarifa regulada RD 661/2007. 2007-2010 [12].

Mercado de producción.

En cuanto a la opción de mercado, el productor eólico percibe el precio del mercado diario ponderado más el de una prima por vender su energía. Para analizar la retribución, es necesario calcular el precio medio percibido por la eólica, es decir, calcular el precio del mercado diario ponderado por la energía eólica, ya que la producción es superior en momentos de menor precio. En media anual, en el año 2009, el precio promedio percibido por la eólica ha sido un 3,2% inferior que el precio medio aritmético, situándose en el valor de 35,78 €/MWh.

La prima que recibe un productor eólico dependerá del RD al que esté acogido y del precio del mercado diario. En la *Figura 20* puede observarse la evolución de la prima para el año 2009 en función del valor del precio del mercado para las dos formas legales. De acuerdo a este, según el RD 661/ 2007, la prima varía desde 76,098 €/MWh para un precio 0 en el mercado diario hasta 0 €/MWh para valores superiores de 90,692 €/MWh. Mientras que según la DT 1ª del RD 661/2007, se mantiene constante en 38,295 €/MWh independientemente del precio del mercado

diario. Cabe destacar el punto de intersección de dichas gráficas, que establece que para precios superiores a 37,803€/MWh la prima del RD 661/2007 es inferior que la de la DT 1ª.

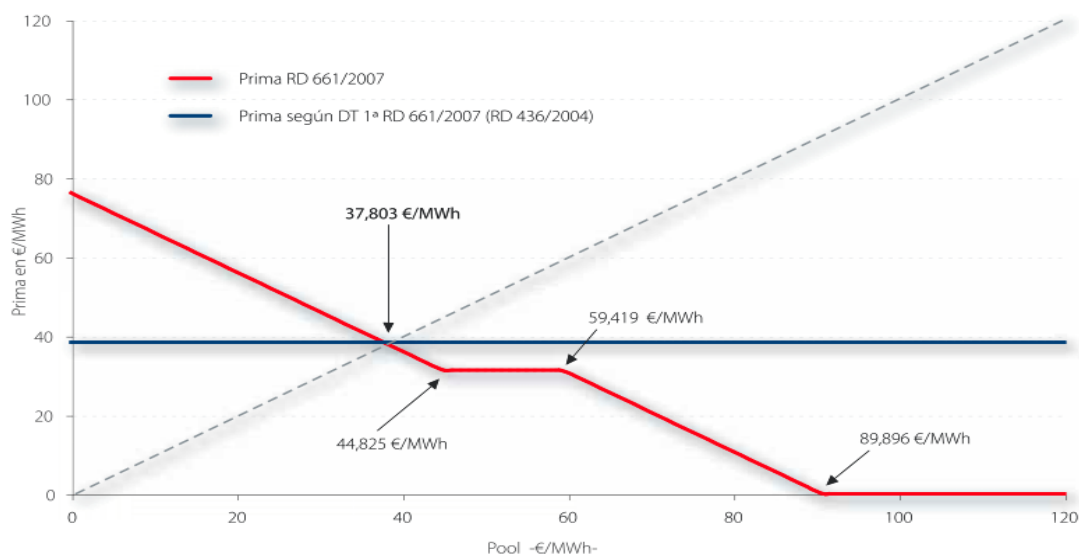


Figura 20. Evolución de la prima según el precio del mercado en 2009 [12].

En promedio anual, la retribución para las instalaciones acogidas a la opción de mercado de la Disposición Transitoria 1ª del RD 661/2007 se situó en 74,07 €/MWh (precio de mercado percibido por la eólica de 35,78 €/MWh + 38,29 €/MWh de prima), mientras que para las instalaciones acogidas a la opción de mercado del RD 661/2007 alcanzó los 77,05 €/MWh (precio de mercado percibido por la eólica de 35,78 €/MWh + 41,27 €/MWh de prima). Debido a los bajos precios del mercado, la retribución se situó en el suelo en la mayor parte de las horas, lo que hizo que la prima, en esta opción, fuese superior (41,27 €/MWh) que la de la DT 1ª. Por otro lado, como ya se apuntó en este punto, la retribución de las instalaciones acogidas a la opción de tarifa regulada del RD 661/2007 fue de 78,183 €/MWh. En la Figura 21, pueden verse un resumen los resultados de cada una de las opciones anteriormente citadas.

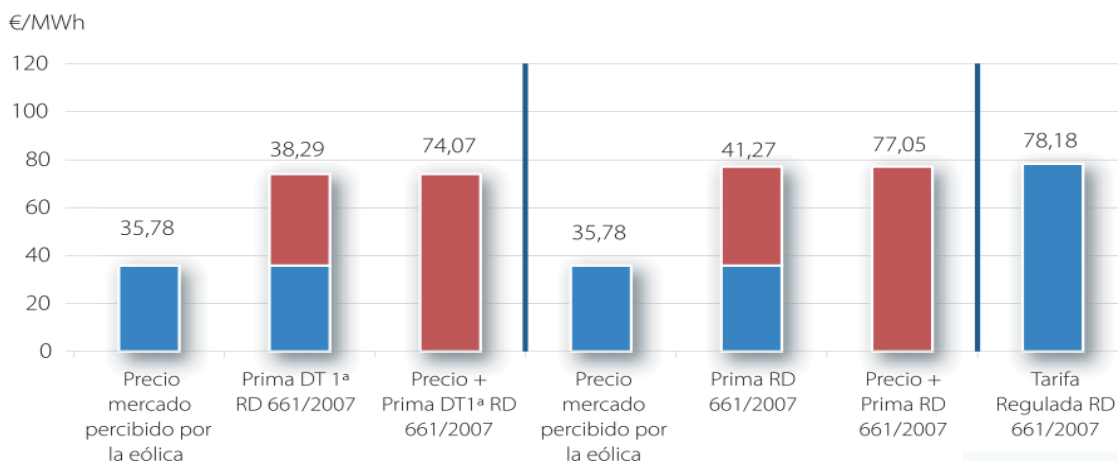


Figura 21. Opciones de retribución de la eólica en 2009 [12].

La entrada en vigor del RD 436/2004, actualmente derogado por el RD 661/2007 [13], supuso un cambio para el sector eólico muy importante y sin referentes en ninguna parte del mundo. Este RD tenía como objetivo el de crear un nuevo régimen de retribución que incentivase la participación en el mercado de producción de las energías de origen renovable, ya que hasta entonces la gran mayoría vendía su energía a tarifa regulada.

Desde la publicación del mencionado R.D han sido muchos los promotores eólicos, grandes y pequeños, que han ido descubriendo las ventajas que presenta este nuevo régimen de retribución. Prueba de ello tal como muestra la *Figura 22*, en el año 2009, el 96% de la potencia eólica instalada en el sistema acude al mercado de producción a vender su energía, por lo que es evidente que el R.D 436 ha visto cumplido ampliamente el objetivo.

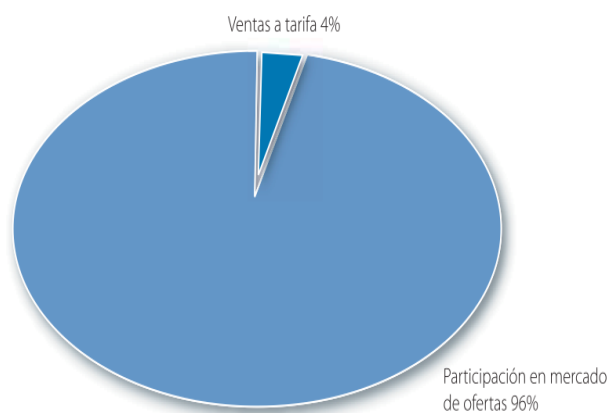


Figura 22. Opción venta elegida por la energía eólica en 2009 [12].

Capítulo 4

Predicción de la producción eólica a corto plazo

4.1 Introducción.

La participación en el mercado de la energía eólica ha supuesto un reto para todos (promotores, operador, vendedores...) y aunque se ha trabajado intensamente, aún quedan varios inconvenientes por resolver. Uno de ellos es la predicción de la potencia generada ya que a diferencia de otras tecnologías, la potencia eólica generada es una variable desconocida hasta el momento en que se produce.

Antes de tener como opción el acudir al mercado a vender la energía de sus instalaciones, muy pocos parques hacían predicción de producción; hoy el R.D 661/2007 establece la obligatoriedad de la emisión de programas de producción de energía y todos los parques que acuden al mercado de producción tienen contratado un servicio de predicción que utilizan cada día para predecir la producción eléctrica de cada parque eólico y así negociar mejor la energía en el mercado.

4.2 Modelos de predicción de la producción eólica a corto plazo.

Los principales modelos de predicción eólica a corto plazo propuestos en la literatura internacional se pueden agrupar en dos grandes tipos [14]. Por una parte se desarrollan modelos que utilizan como datos de entrada valores pasados, que denominaremos modelos pertenecientes a la familia de las series temporales. Por otra parte, se desarrollan otros modelos que incorporan como entradas, además de valores pasados, los valores de predicción para variables meteorológicas, que denominaremos como modelos atmosféricos.

Los modelos pertenecientes a la familia de series temporales, son modelos basados en diferentes metodologías entre las que podemos destacar, la metodología de Box-Jenkins, también conocidos como modelos ARIMA, la metodología basada en redes neuronales artificiales y los basados en sistemas de inferencia difusa.

Los modelos atmosféricos utilizan los valores de predicción de variables meteorológicas (velocidad y dirección del viento, temperatura, presión, humedad, etc.) producidos por programas de predicción numérica como variables explicativas que, unidas a los valores pasados permiten predecir los valores futuros. Llevan varios años aplicándose, por ejemplo, en la navegación aérea y marítima, en el deporte y en los últimos años han empezado a utilizarse

en el sector eólico. No obstante, su aplicación en la predicción eólica exige un grado de detalle no alcanzado anteriormente, puesto que la cantidad de electricidad que produce un aerogenerador es proporcional a la velocidad del viento elevada al cubo, según se muestra en la ecuación 1, por tanto pequeñas variaciones de la intensidad eólica se traducen en unas enormes variaciones de la energía producida.

4.3 Bondad de las predicciones de producción eólica.

La bondad de los resultados de la predicción se hace en base al error cometido en la predicción; el cual se define en la ecuación 3, como la diferencia entre el valor real y el valor de su predicción, para instante dado de tiempo, t .

$$\varepsilon(t) = y(t) - \hat{y}(t) \quad (3)$$

Cuando se dispone de varios valores de predicción para la variable en el instante t , correspondientes a previsiones realizadas con diferentes horizontes de predicción k , el error en la predicción se expresa mediante la ecuación 4.

$$\varepsilon(t + k|t) = y(t + k) - \hat{y}(t + k|t) \quad (4)$$

Los indicadores más usuales para evaluar el funcionamiento de un modelo de predicción son el error absoluto medio, MAE y el error medio, ME. Estos errores, para un determinado horizonte de predicción vienen expresados por las ecuaciones 5, 6 respectivamente.

$$MAE(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |\varepsilon(t + k|t)| \quad (5)$$

$$ME(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \varepsilon(t + k|t) \quad (6)$$

También resulta bastante usual encontrarse dichos errores normalizados para un valor base de la variable a predecir, los cuales se denominan error medio absoluto normalizado, NMAE y error medio normalizado, NME.

4.4 Predicción de la producción eólica del parque eólico.

En este proyecto se ha utilizado un modelo atmosférico desarrollado conjuntamente por la universidad Carlos III y REE para realizar la predicción de potencia [15] .

De acuerdo a este modelo, la predicción de potencia sigue la siguiente secuencia de pasos:

- En primer lugar realiza las predicciones meteorológicas, cruzando los datos recogidos globalmente con los propios datos climáticos históricos del parque en cuestión, que tienen en cuenta la orografía particular del terreno en que se levanta y el efecto que éste tiene en la incidencia del viento.

- Después, combina las predicciones con los datos de potencia del parque (tipo de aerogeneradores, disponibilidad de máquinas, registros de energía producida, curvas de potencia y empuje...) y mediante unos algoritmos de predicción obtiene las predicciones de la producción eléctrica del parque, habitualmente con una antelación de 1 a 49 horas.
- Finalmente se realiza una realimentación para mejorar los ajustes estadísticos en la predicción.

Al comparar el error medio absoluto normalizado (NMAE) cometido en la predicción de la potencia generada de un parque eólico utilizando la herramienta de predicción y utilizando persistencia, *Figura 23*, es posible comprobar el beneficio de utilizar la herramienta de predicción. El método de persistencia consiste en asumir que el valor futuro de una variable será igual al valor actual de la misma.

Como se puede observar como con antelaciones hasta 4 horas, los errores son similares, pero a medida que aumentan las horas de antelación las diferencias en los errores son mayores utilizando el método de persistencia.

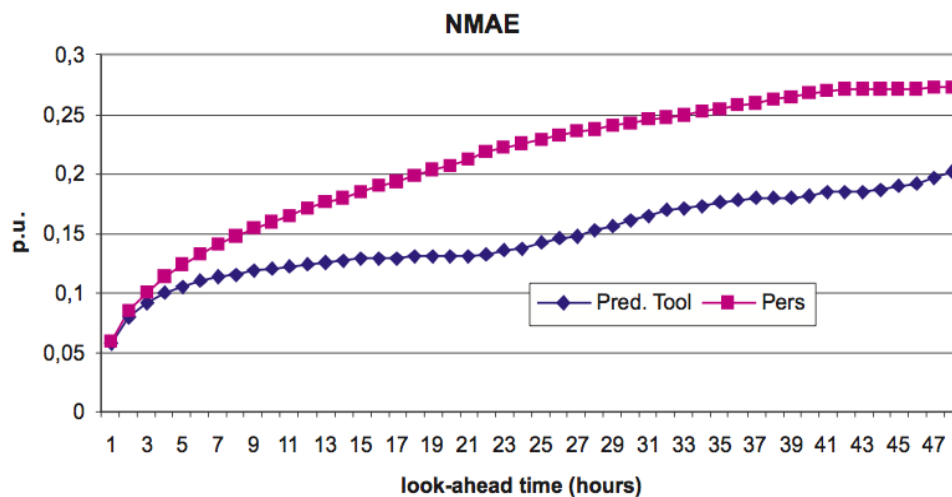


Figura 23. Herramienta de predicción VS Persistencia [1].

La predicción de la producción eólica es un tema complicado y que, a día de hoy, no tiene una precisión suficientemente buena en el horizonte temporal en el que los parques eólicos hacen sus ofertas al mercado diario; por ello los mercados intradiarios se hacen vitales a la hora de mejorar los rendimientos económicos del productor eólico al disminuir el horizonte de predicción con el consiguiente disminución del error de potencia.

4.5 Incertidumbre asociada a la predicción del parque.

Las predicciones de generación eólica son inciertas y es interesante conocer la incertidumbre de estas predicciones, para tener mayor información sobre las predicciones futuras. Esta incertidumbre se van a modelar a través de funciones de densidad de probabilidad [1] .

La función de densidad de probabilidad, va a representar la probabilidad de producir p MW habiendo predicho p' MW con una antelación de k horas y la representación de la misma será $f_{p',k}(p)$.

A continuación se van a calcular las funciones de probabilidad asociadas al caso concreto de un parque eólico de 21 MW de potencia instalada y que se utilizará posteriormente para evaluar las diferentes estrategias de presentación de ofertas planteadas. Los datos de partida son el registro histórico de las predicciones horarias de potencia con antelaciones comprendidas entre 1 y 38 horas y los datos de producción real que finalmente generó el parque eólico, ordenados de la forma mostrada en la *Tabla 4*.

	Producción real	Previsión 1	Previsión 2	...	Previsión 37	Previsión 38
Hora 1	P_1	$P_{1,1}$	$P_{1,2}$...	$P_{1,37}$	$P_{1,38}$
Hora 2	P_2	$P_{2,1}$	$P_{2,2}$...	$P_{2,37}$	$P_{2,38}$
...
Hora 8759	P_{8759}	$P_{8759,1}$	$P_{8759,2}$...	$P_{8759,37}$	$P_{8759,38}$
Hora 8760	P_{8760}	$P_{8760,1}$	$P_{8760,2}$...	$P_{8760,37}$	$P_{8760,38}$

Tabla 4. Datos de partida.

Las funciones de probabilidad se van a almacenar siguiendo el orden de la *Tabla 5* por lo cual se creará una matriz de dimensión 3 en la que la primera dimensión se corresponde con la antelación de la previsión, la segunda con la potencia prevista y la tercera con la potencia generada.

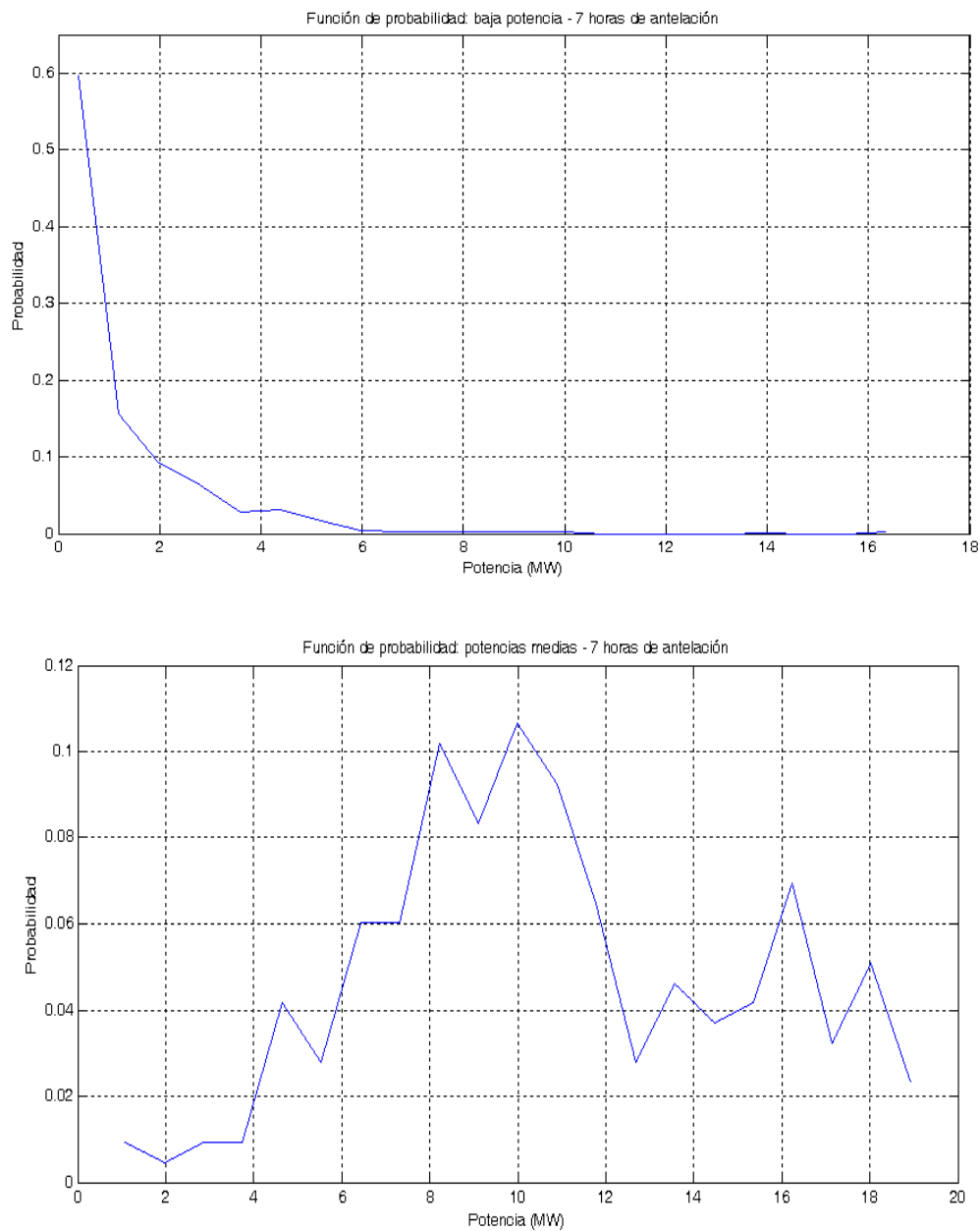
	Bin potencia predicha 1	Bin potencia predicha 2	Bin potencia predicha 3	...	Bin potencia predicha 19	Bin potencia predicha 21
Antelación 1	$f_{1',1}(p)$	$f_{2',1}(p)$	$f_{3',1}(p)$...	$f_{20',1}(p)$	$f_{21',1}(p)$
Antelación 2	$f_{1',2}(p)$	$f_{2',2}(p)$	$f_{3',2}(p)$...	$f_{20',2}(p)$	$f_{21',2}(p)$
...
Antelación 37	$f_{1',37}(p)$	$f_{2',37}(p)$	$f_{3',37}(p)$...	$f_{20',37}(p)$	$f_{21',37}(p)$
Antelación 38	$f_{1',38}(p)$	$f_{2',38}(p)$	$f_{3',38}(p)$...	$f_{20',38}(p)$	$f_{21',38}(p)$

	Bin potencia generada 1	Bin potencia generada 2	...	Bin potencia generada 20	Bin potencia generada 21
Antelación n - Bin potencia predicha m	$f_{n',m}(1)$	$f_{n',m}(2)$...	$f_{n',m}(20)$	$f_{n',m}(21)$

Tabla 5. Datos de las funciones de densidad de probabilidad.

Aunque las funciones de probabilidad son continuas y acotadas entre los valores 0 MW y 21 MW de potencia nominal, se debe discretizar este intervalo de infinitos valores para poder acometer nuestro objetivo. Para el caso de estudio se toman 21 bins o valores posibles de potencia predicha y otros 21 bins de potencia generada.

Las funciones de densidad de probabilidad van a variar su forma en función de la potencia predicha y la antelación a la predicción. En la *Figura 24* y *Figura 25* se han representado dos casos, para tres niveles de potencia (bajo, medio y alto) con antelaciones de 7 y 30 horas respectivamente. Se consideran potencias bajas aquellas comprendidas entre 0 y 7 MW, medias entre 7 y 14 MW, y altas entre 14 y 21 MW.



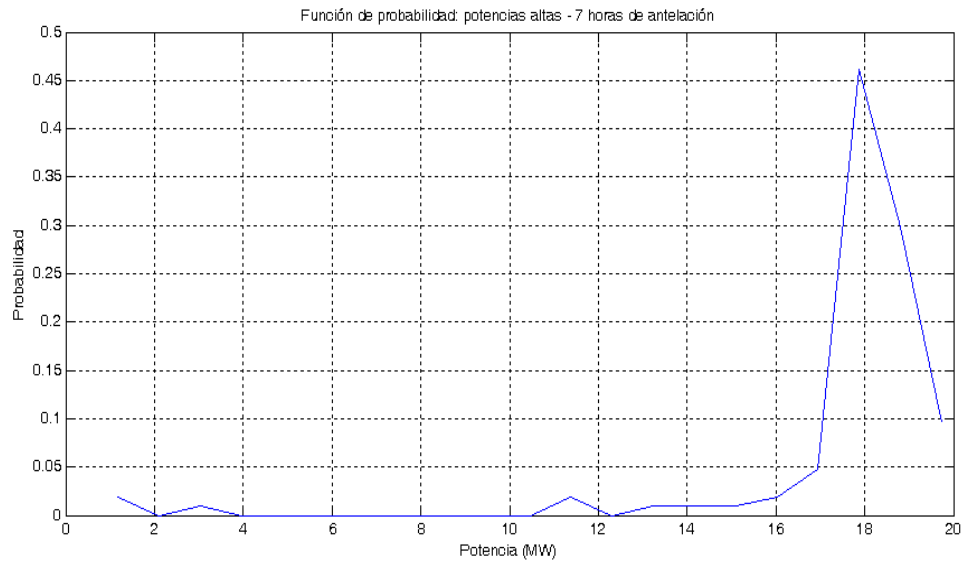
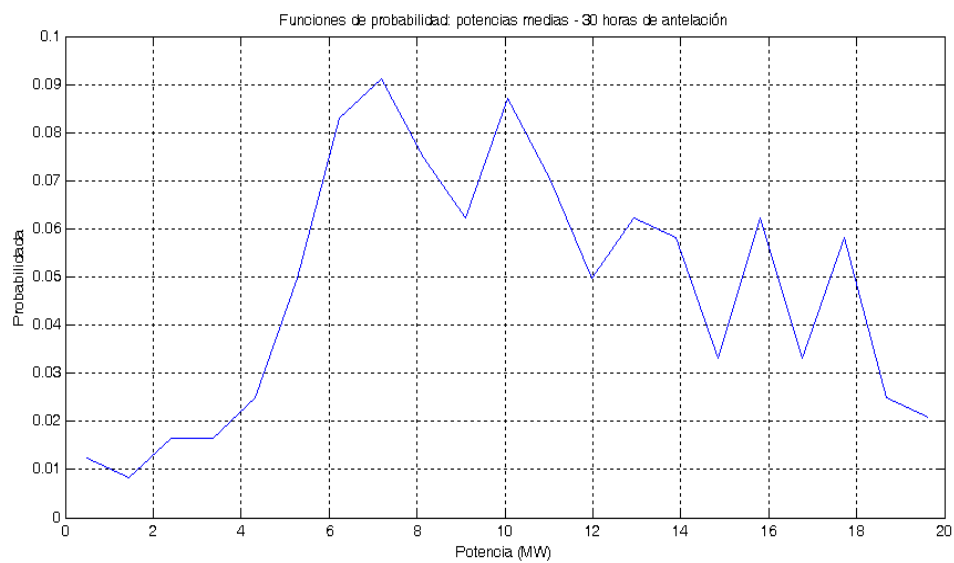
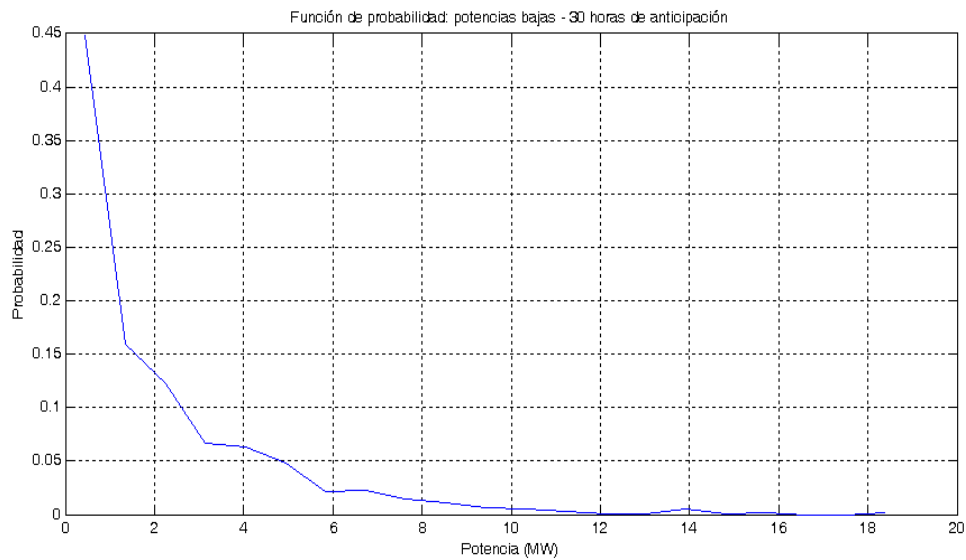


Figura 24. Funciones de probabilidad para distintos niveles de potencia eólica predicha, con 7 horas de antelación.



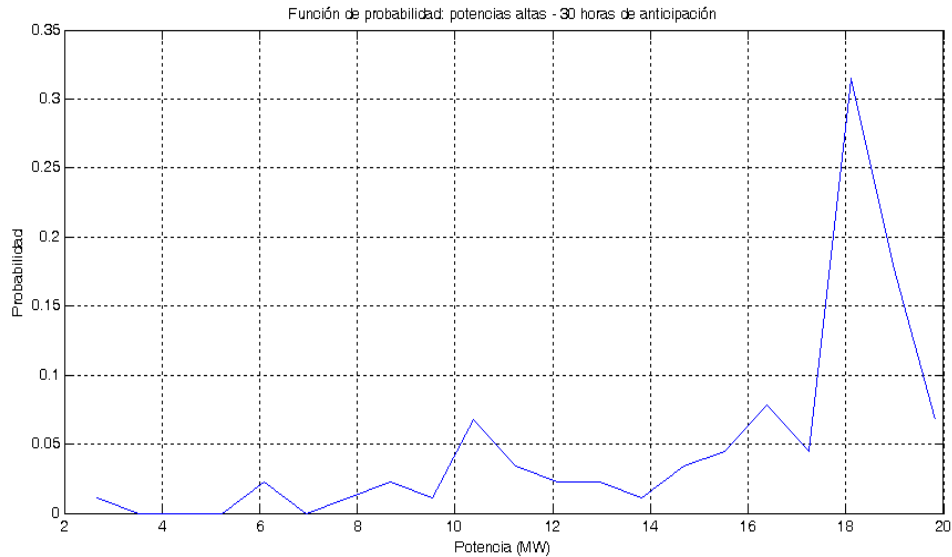


Figura 25 Funciones de probabilidad para distintos niveles de potencia eólica predicha, con 30 horas de antelación.

De acuerdo a la *Figura 24* y *Figura 25* se pueden extraer una conclusión clara e importante, la incertidumbre de la producción aumenta al aumentar la anticipación horaria. También cabe hacer mención, y confirmar la propuesta realizada en [1], de que las funciones de densidad de probabilidad parecen asemejarse a una distribución beta, que cambia de forma en función del nivel de potencia predicho. En la *Figura 26*, se muestra la función de distribución beta para valores diferentes de sus parámetros. Haciendo una analogía con las funciones de densidad calculadas, la curva azul se correspondería con potencias bajas, la roja con potencias medias y la verde con potencias altas.

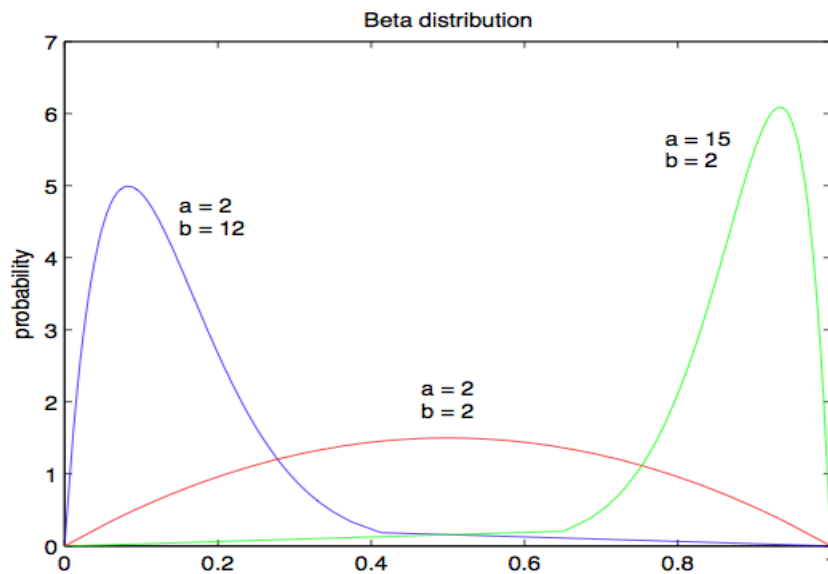


Figura 26. Función de distribución beta.

Capítulo 5

Estrategias de presentación de ofertas en el mercado intradiario

5.1 Introducción.

Los mercados intradiarios juegan un papel fundamental para poder mejorar los ingresos del productor eólico y disminuir el error de potencia incurrido; por lo que realizar una oferta adecuada en ellos resulta definitivo para lograrlo.

El objetivo de este capítulo es presentar dos estrategias u opciones a la hora de ofertar en el mercado intradiario para lograr dichos objetivos: *mejor predicción* y *maximizar de ingreso*.

Como a cualquier agente, el mercado de producción pone a disposición del productor eólico una serie de mecanismos para poder negociar su energía, como ya se vio en el capítulo 2. Normalmente, éste negocia la mayor parte de su producción en el mercado diario siguiendo la mejor predicción disponible para ese momento. Seguidamente tiene la posibilidad de corregir esta oferta en las diferentes sesiones del mercado intradiario. Finalmente, siempre que la producción ofertada no coincida con la potencia finalmente producida incurrirá en un desvío.

Existen dos mecanismos de liquidación de los desvíos: un sistema dual de precios y un sistema de precio único. En el mercado español se utiliza un sistema dual de precios [7], en el que para determinar el coste del desvío es necesario fijarse en dos variables: el signo global del balance de potencia del sistema y el signo del desvío de potencia del generador. De acuerdo a éstos, si el signo del productor es contrario al del sistema, el productor incurre en una pérdida ya que si se ha quedado largo, el precio al que vende esa energía es menor que el que se le hubiese pagado en el mercado diario y si se ha quedado corto, comprará energía a un precio mayor que el que le hubiese costado en el mercado diario. Por el contrario si se desvía a favor del sistema no incurrirá en ninguna pérdida ya que tanto si se ha quedado largo como si se ha quedado corto el precio del desvío coincidirá con el del mercado diario.

Todo esto se encuentra esquematizado en la *Tabla 6*, donde $\pi_{md,t}$ representa el precio del mercado diario para la hora t , $\pi_{ds,t}$ el precio del desvío a subir para la hora t y $\pi_{db,t}$ el precio del desvío a bajar para la hora t .

		Requerimientos del sistema	
		Largo	Corto
Producción del generador	Largo	$\min(\pi_{md,t}, \pi_{ds,t})$	$\pi_{md,t}$
	Corto	$\pi_{md,t}$	$\max(\pi_{db,t}, \pi_{md,t})$

Tabla 6. Sistema de precios de desvíos en el mercado español.

De acuerdo con la *Tabla 6*, el precio del desvío a subir nunca será superior al precio del mercado diario y el precio del desvío a bajar nunca será inferior al precio del mercado diario, lo cual viene expresado en la ecuación 7.

$$\pi_{ds,t} \leq \pi_{md,t} \leq \pi_{db,t} \quad (7)$$

Debido a esta relación los precios de los desvíos podrán escribirse según la ecuación 8, donde $\alpha_{ds,t}$ representa el cociente del desvío a subir, el cual no podrá ser superior a la unidad y $\alpha_{db,t}$ representa el cociente del desvío a bajar, el cual a su vez no podrá ser inferior a la unidad.

$$\begin{aligned} \pi_{ds,t} &= \alpha_{ds,t} \pi_{md,t} \\ \pi_{db,t} &= \alpha_{db,t} \pi_{md,t} \end{aligned} \quad (8)$$

Los ingresos de un productor eólico que acuda al mercado vienen dados por las ecuaciones 9 y 10.

$$I_T = \sum_{t=1}^T I_t = \sum_{t=1}^T [P_{md,t} \pi_{md,t} + (P_{mi,t} - P_{md,t}) \pi_{mi,t} + CD_t] \quad (9)$$

$$CD_t = \begin{cases} (P_{g,t} - P_{mi,t}) \pi_{ds,t} & P_{g,t} > P_{mi,t} \\ (P_{g,t} - P_{mi,t}) \pi_{db,t} & P_{g,t} < P_{mi,t} \end{cases} \quad (10)$$

El significado de cada término de las ecuaciones 9 y 10 es:

I_T : Ingresos totales (€)

I_t : Ingresos para el periodo t (€)

$P_{md,t}$: Potencia ofertada en el mercado diario para el periodo t

$P_{mi,t}$: Potencia ofertada en el mercado intradiario para el periodo t

$\pi_{mi,t}$: Precio del mercado intradiario para el periodo t

CD_t : Coste de los desvíos para el periodo t

Como se puede observar, los ingresos obtenidos por el productor varían en función de la potencia ofertada en el mercado intradiario, la cual constituirá la variable de actuación para conseguir los diferentes objetivos de las estrategias.

A continuación se presentan las diferentes estrategias que se van a considerar en el proyecto.

5.2 No corrección.

La estrategia de *no corrección*, no constituye en sí misma una estrategia, ya que no representa ninguna actuación nueva por parte del productor aparte de la de mantener la posición adoptada en el mercado diario en el mercado intradiario. Sin embargo, resulta fundamental para el proyecto, ya que servirá como referencia a la hora de evaluar la efectividad del mercado intradiario para lograr mejorar el error de potencia y aumentar los ingresos.

5.3 Mejor predicción.

La estrategia *mejor predicción* tiene como objetivo reducir el error de potencia cometido por el productor aprovechando la menor anticipación horaria a la producción que ofrece el mercado intradiario, ya que, como se apuntó en el capítulo anterior, el error de predicción de potencia aumenta con la anticipación.

La estrategia consistirá en corregir la oferta realizada en el mercado diario para todas las horas del día, en aquella sesión del mercado intradiario que suponga la menor antelación, con la mejor predicción disponible para cada una de las horas. Con ello se espera, por un lado, una disminución del error de potencia, como ya se ha comentado, y por otro lado, un aumento en los ingresos al disminuir los costes de los desvíos.

5.4 Maximizar ingreso.

La estrategia *maximizar ingreso*, como su propio nombre indica, persigue la maximización de los ingresos del productor, aprovechando la posible existencia de arbitraje de precios entre el mercado intradiario y los precios de los desvíos; es decir, al acudir el productor al mercado intradiario, puede resultar que el precio del desvío a subir para una hora t sea superior al del mercado intradiario para una hora t y una sesión s ó que el precio del desvío a bajar sea inferior al precio del mercado intradiario para una hora t y una sesión s por lo que el productor podría obtener un mayor ingreso no corrigiendo la oferta realizada en el mercado diario en el intradiario, al recibir una mayor retribución si se ha quedado largo o un menor coste si se ha quedado corto, por el desvío.

El planteamiento de la estrategia es el siguiente. El ingreso obtenido para una hora t , I_t , será una variable que dependerá de las variables $P_{g,t}$, $\pi_{mi,t}$, $\pi_{d,t}$, y variará su valor en función de la potencia ofertada en el mercado intradiario, tal como puede verse en la ecuación 11, donde g viene dada por la ecuación 9. Ya que el problema de optimización es independiente del periodo de tiempo, los subíndices serán omitidos de ahora en adelante.

$$I_t = g(P_{g,t}, \pi_{mi,t}, \pi_{d,t}; P_{mi}) \quad (11)$$

El problema de optimización consistirá en encontrar la potencia óptima a ofertar en el mercado intradiario que maximice 11, lo cual viene expresado en la ecuación 12.

$$P_{mi,optima} = \arg \max_{P_{mi}} I \quad (12)$$

donde $P_{mi,optima}$ representa la potencia óptima a ofertar en el mercado intradiario para maximizar el ingreso.

La complicación de esta estrategia es la necesidad de realizar una predicción de precios del mercado intradiario y de los desvíos, además de la de potencia generada, ya que éstos son desconocidos a la hora de ofertar en el mercado intradiario. En el capítulo 6 se abordará esta problemática.

5.5 Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción.

El objetivo de esta modificación de la estrategia maximizar ingreso, es comprobar si la inclusión de la incertidumbre asociada a la producción lleva a una mejora de la misma. Para ello se formulará la estrategia de la siguiente forma.

Los ingresos obtenidos para una hora t , I_t , serán una variable aleatoria que dependerá de otras variables aleatorias $P_{g,t}$, $\pi_{mi,t}$, $\pi_{d,t}$. Los ingresos esperados para un nivel de potencia ofertado en el mercado intradiario vendrán dados por la ecuación 13, considerando que las variables aleatorias son independientes entre sí.

$$\bar{I} = E[I; P_{mi}] = \int_{-\infty}^{\infty} I f_z(I) dI = \iiint_{-\infty}^{\infty} g(P_g, \pi_{mi}, \pi_d; P_{mi}) f_z(P_g, \pi_{mi}, \pi_d) dP_g d\pi_{mi} d\pi_d \quad (13)$$

Si consideramos únicamente la incertidumbre asociada a la producción, la ecuación 13 puede expresarse según la ecuación 14.

$$\bar{I} = E[R; P_{mi}] = \int_{-\infty}^{\infty} g(P_g, \pi_{mi}, \pi_d; P_{mi}) f_z(P_g) dP_g \quad (14)$$

Por tanto el problema de optimización consistirá en encontrar la potencia ofertada al mercado intradiario que maximice la ecuación 14, lo cual viene expresado por la ecuación 15.

$$P_{mi,optima} = \arg \max_{P_{mi}} E[R; P_{mi}] \quad (15)$$

Capítulo 6

Predicción de precios

6.1 Introducción.

Como se ha visto en el capítulo anterior, uno de los requerimientos necesarios para poder mejorar el beneficio del productor eólico son las predicciones de los precios del mercado intradiario y de los precios de los desvíos.

La predicción de precios no es algo nuevo en el mercado eléctrico y mucho menos circunscrito únicamente a éste; prueba de ello es que en otros muchos mercados, como el del petróleo o el del gas natural también se viene haciendo desde hace tiempo [16].

Los estudios de predicción de precios del mercado eléctrico se han centrado principalmente en los precios del mercado diario, lo cual resulta lógico, ya que es en éste donde se negocia la mayor parte de la energía y una buena predicción puede reportar ingresos mayores. Las técnicas utilizadas en la predicción van desde series ARIMA [17] y redes neuronales [18], hasta sistemas de inferencia infusa.

En los siguientes puntos se exponen las técnicas utilizadas y desarrolladas para realizar los precios de los de los mercados intradiarios y de los precios de los desvíos.

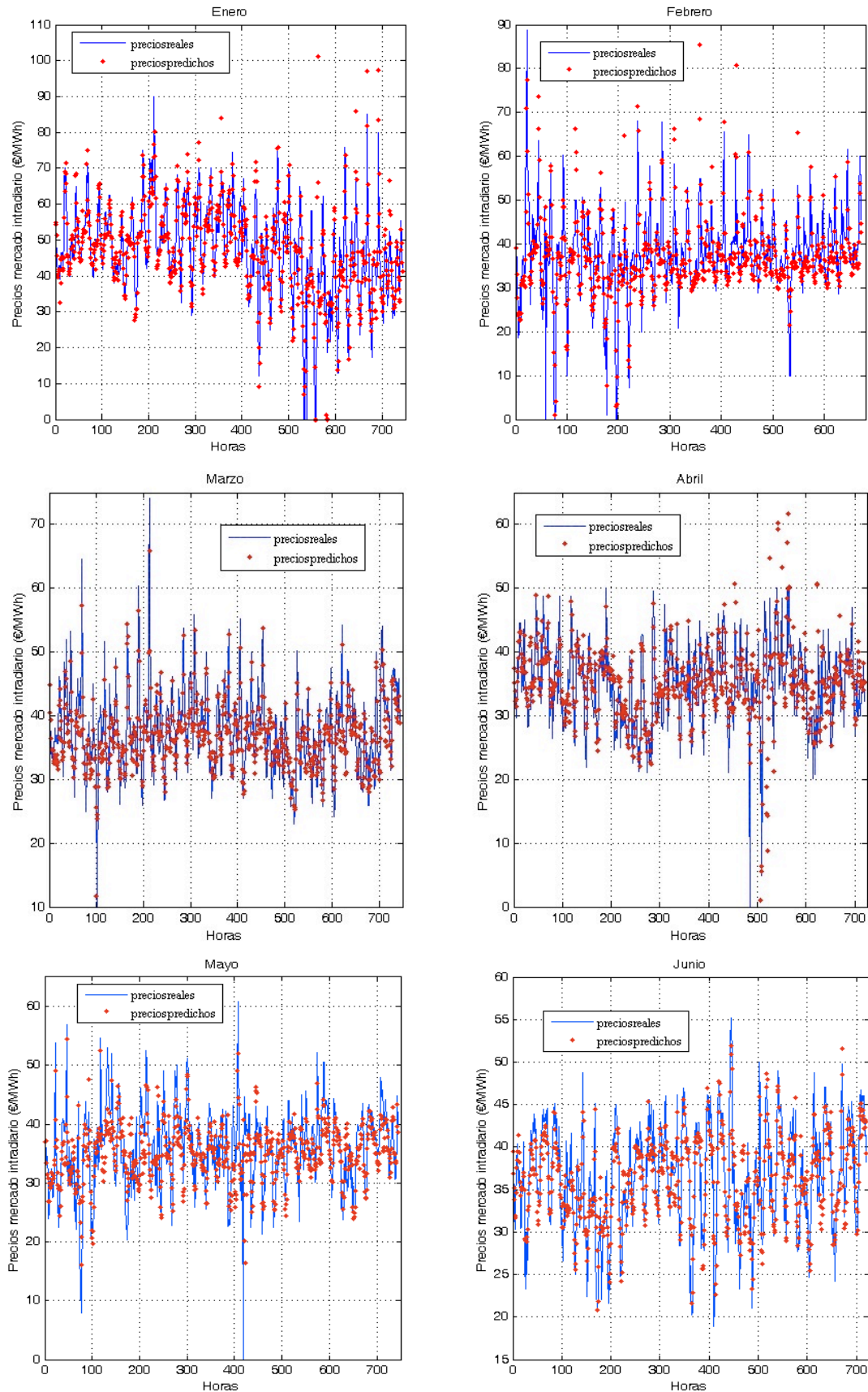
6.2 Predicción del precio del mercado intradiario.

La predicción de precios del mercado intradiario se va a realizar con la ayuda de un programa creado por el departamento de estadística de la Universidad Carlos III de Madrid [2], el cual resuelve el problema de predicción a través de un modelo de serie temporal.

Dicho modelo realiza la predicción a partir de los precios del mercado diario, los precios del mercado intradiario para la misma hora de la sesión anterior y los precios del mercado intradiario para la misma hora y sesión del día anterior, todos los cuales son conocidos a la hora de ofertar al mercado intradiario. El programa sigue la siguiente secuencia de pasos para realizar la predicción de los precios:

- Aplicación de diversas transformaciones a la serie original con el objetivo de transformarla en estacionaria, tras lo cual se identifica el modelo de serie que mejor se ajusta a cada precio.
- Estimación de los parámetros para el modelo de serie identificado.
- Diagnóstico para validar el modelo.

Aplicando dicho modelo al año 2009, se obtienen los resultados de la *Figura 27*, donde se muestran ordenados por meses los precios predichos para cada hora en color azul y los precios reales en color rojo.



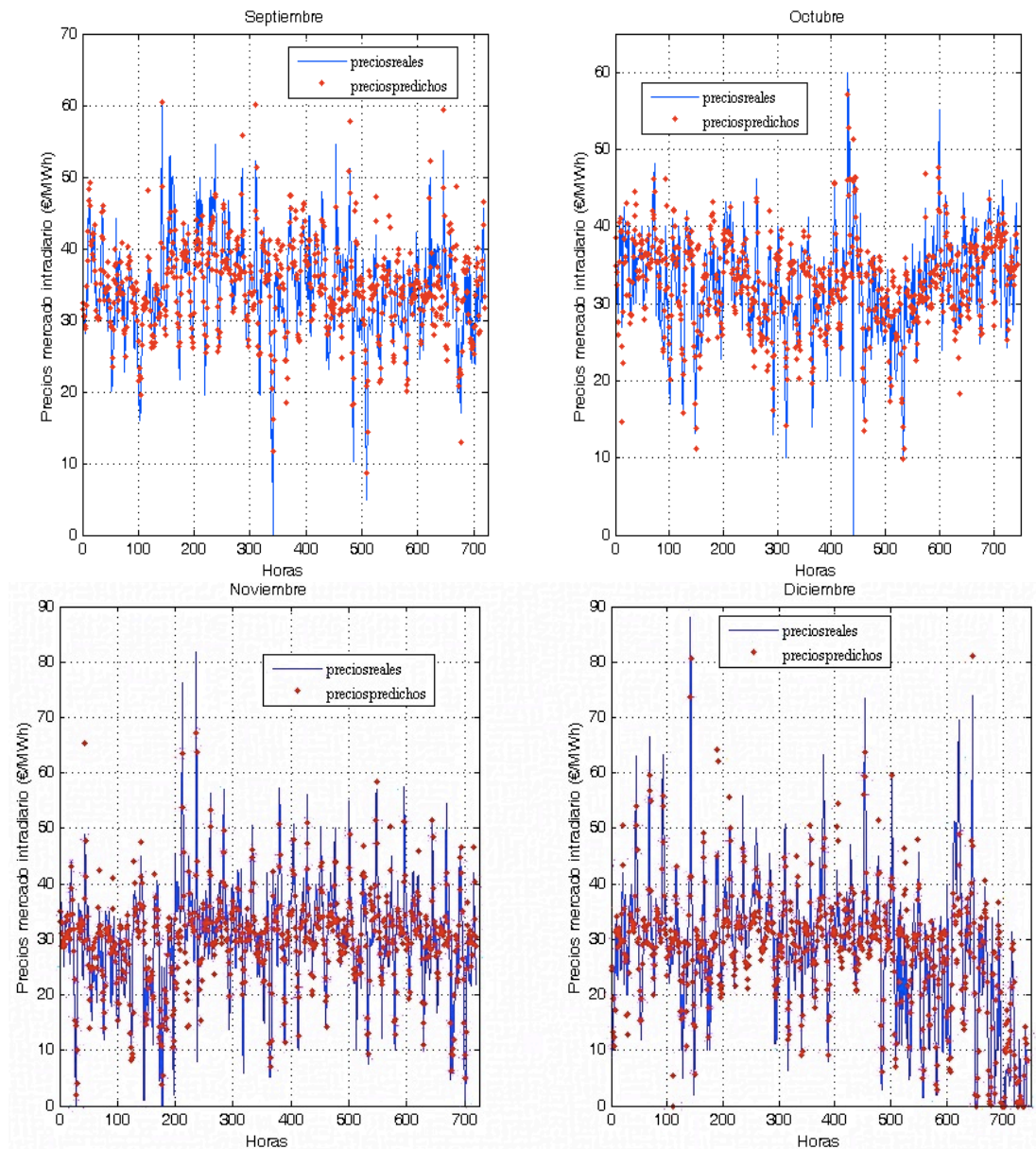


Figura 27. Comparación precios reales, precios predichos del mercado intradiario para cada mes del año.

El error medio absoluto anual de la predicción es de 9,63% un valor aceptable debido a la gran variabilidad del precio. Como puede comprobarse en la *Tabla 7*, el error se mantiene por debajo de la media en la mayor parte del año exceptuando el principio y el final como consecuencia de las grandes fluctuaciones que se producen en estos periodos.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
NMAE (%)	11,61	10,94	7,08	9,28	9,67	6,78	6,21	7,09	9,87	9,59	12,84	14,72	9,63
NME (%)	3,67	-1,73	-2,38	-0,79	-2,12	-1,21	-0,59	0,02	0,7	0,35	-1,02	-0,74	-0,6

Tabla 7. Errores mensuales y anuales de la predicción del precio del mercado intradiario.

6.3 Predicción de los precios de los desvíos.

La estimación de los precios de los desvíos es un problema importante ya que su predicción resulta muy compleja debida a su gran variabilidad. Aunque existen diversos estudios que abordan esta problemática [1], ninguno considera la volatilidad de los mismos, limitándose a realizar estimaciones basándose en valores realistas como por ejemplo, medias de precios reales. El objetivo de este punto es el de intentar, mediante técnicas sencillas, si no explicar su volatilidad por lo menos su tendencia.

En primer lugar se hará un estudio de las series temporales, con el objetivo de poder establecer pautas o características que ayuden a realizar sus predicciones. En la *Figura 28* y *Figura 29* pueden verse las series temporales de los precios reales de los desvíos a subir y a bajar respectivamente para el año 2009. Como puede comprobarse, lo primero que llama la atención es su gran heterocedasticidad a lo largo de todo el año y excepcionalmente acusada al comienzo y al final del año. Otro hecho que también resalta, es el elevado precio, que pueden llegar a alcanzar los desvíos a bajar. Finalmente cabe mencionar la tendencia decreciente al comienzo de las mismas.

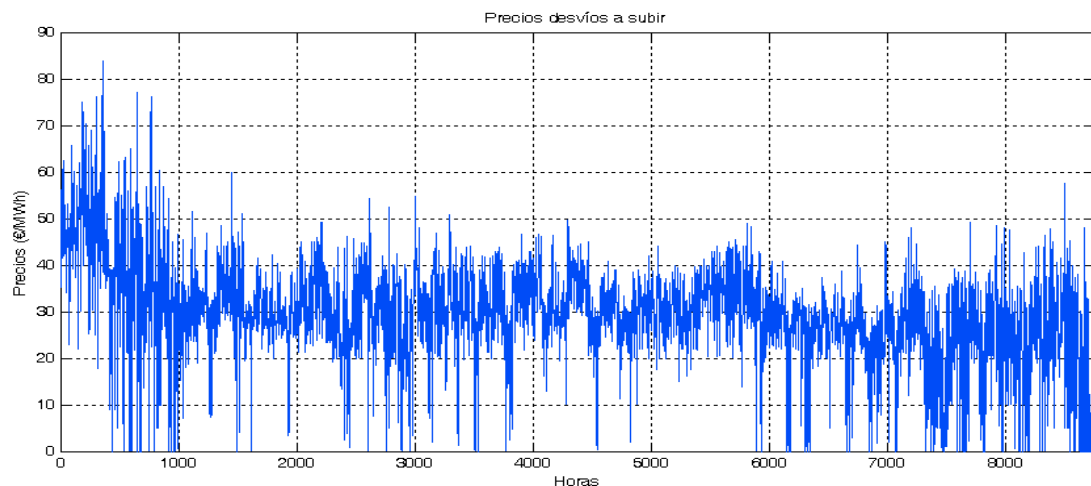


Figura 28. Precios del desvío a subir para el año 2009.

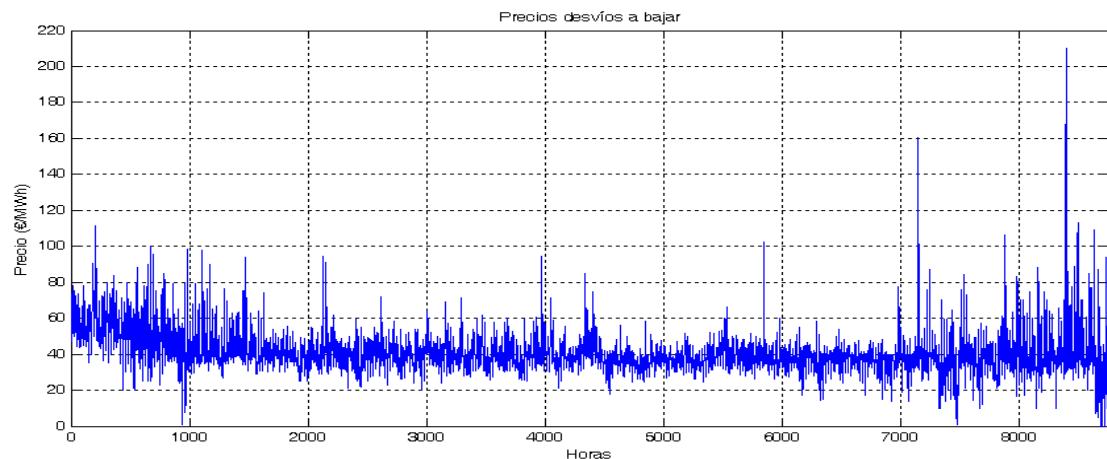


Figura 29. Precios del desvío a bajar para el año 2009.

Se han estimado los principales valores estadísticos de ambas series, recogidos en la *Tabla 8* y se han representado sus histogramas en la *Figura 30* con el objetivo de poder extraer más características.

	Precio desvío subir (€/MWh)	Precio desvío bajar (€/MWh)
Media	29,4555	40,2683
Mediana	29,6900	38,4650
Máximo / Mínimo	83,7500 / 0	210 / 0
Desviación típica	10,3036	10,6433
Variabilidad horaria	0,3499	0,2643
Curtosis	4.8118	18.9513
Asimetría	-0.1979	2.0693

Tabla 8. Estadísticos de los precios de los desvíos.

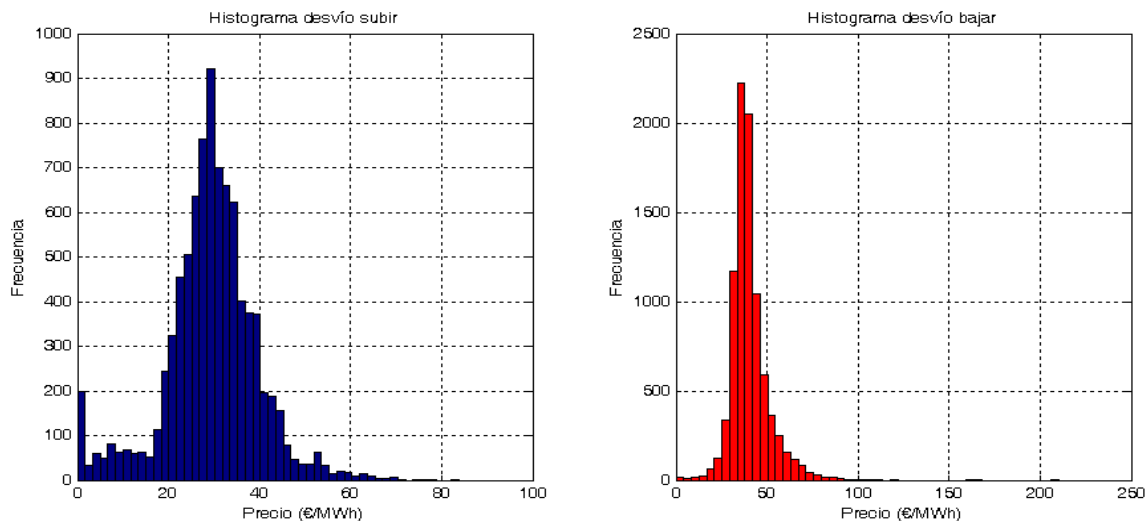


Figura 30. Histogramas de los precios de los desvíos a subir y a bajar.

A la vista de los datos se puede decir que la mayoría de los precios de los desvíos a bajar se concentran en un rango menor que los de subir, tal como apunta su elevado valor de curtosis. Sin embargo el rango de variación es muchísimo mayor, pudiéndose producir precios de desvíos a bajar de 5 veces su valor medio, lo cual provoca su asimetría, colocando la media en un valor claramente superior a su mediana.

De estos hechos se puede extraer la conclusión que ante un comportamiento normal, entendiendo como normal, una variabilidad razonable, la predicción de los precios de los desvíos a bajar será más precisa, mientras que si la variabilidad es muy alta, la predicción del precio del desvío a subir será más precisa.

Ante la imposibilidad de saber cuándo se producirán los datos atípicos también podemos concluir que la predicción de los precios de los desvíos a subir resultará de mayor confianza que la de los precios de los desvíos a bajar.

Con el objetivo de comprobar la posibilidad de que los precios de los desvíos sigan una estacionalidad anual, se han representado los precios y cocientes (coeficientes α_{ds} y α_{db} , definidos en la ecuación 8) medios mensuales para los años 2007, 2008 y 2009 en la *Figura 31* y la *Figura 32*, respectivamente.

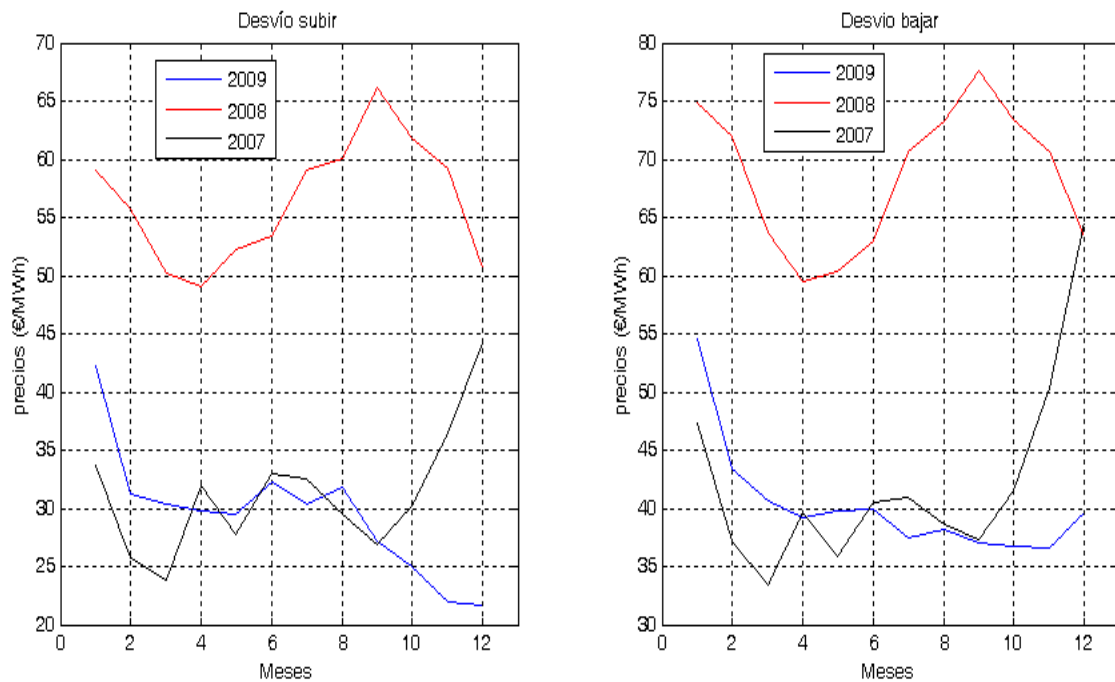


Figura 31. Medias mensuales de los precios de los desvíos a subir y a bajar. 2007-2009.

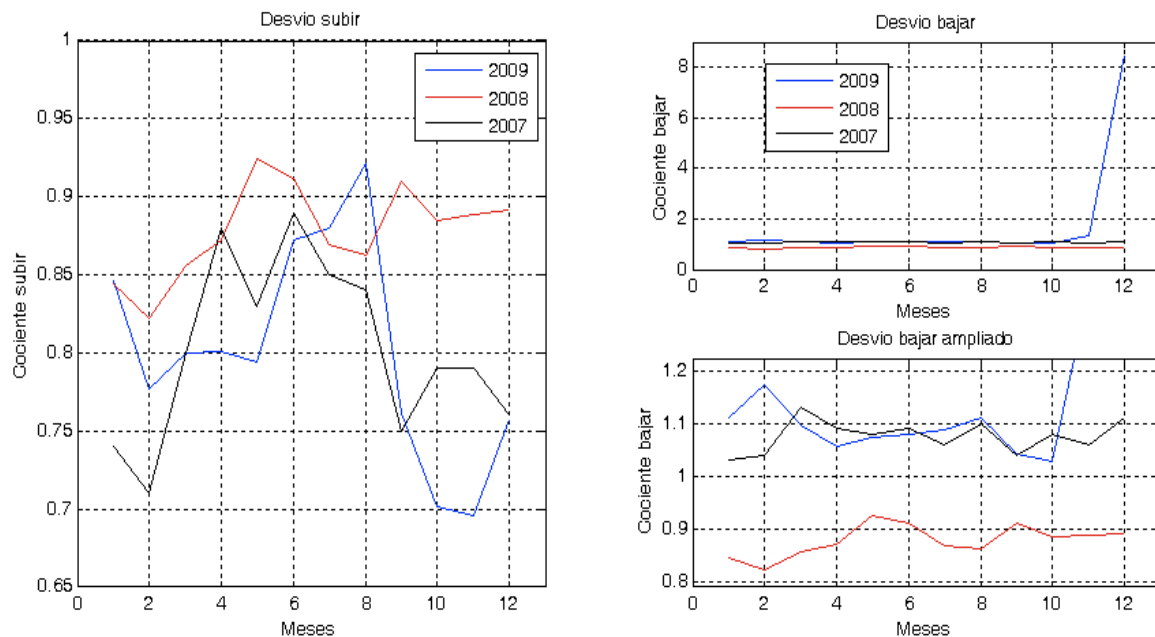


Figura 32. Cocientes mensuales de los precios de los desvíos a bajar y a subir. 2007-2009.

Como se puede comprobar, la tendencia para cada año es completamente diferente, lo que no hace más que confirmar la dificultad de predicción y la inutilidad de utilizar precios de los desvíos de más de dos meses de diferencia para realizar las predicciones.

Otro aspecto que cabe destacar es la menor variabilidad de los cocientes respecto de los desvíos, por lo que para predicción de los precios se hará en base a la predicción de los cocientes y se calculará el precio del desvío multiplicando por el precio del mercado diario para esa hora, haciendo uso de su definición mostrada en la ecuación 8.

Para la predicción de los precios de los desvíos a subir y a bajar se han barajado tres opciones u estrategias: persistencia horaria, media mensual y media horaria. A continuación se describen cada una de ellas.

Persistencia horaria.

El método de persistencia es un método de predicción ampliamente utilizado en diversos campos y que se utilizará como primera aproximación. Consiste en suponer que el valor futuro de una variable será igual que el valor actual de dicha de variable. Adaptando este método al caso que aquí ocupa, se dirá que el cociente del desvío para una hora h es igual al cociente del desvío que hubo k horas antes, como puede verse en la *Tabla 9* para las 24 horas de un día d .

Hora	1	2	3	4	...	20	21	22	23	24
Precio real	$\alpha_{d,1}$	$\alpha_{d,2}$	$\alpha_{d,3}$	$\alpha_{d,4}$...	$\alpha_{d,20}$	$\alpha_{d,21}$	$\alpha_{d,22}$	$\alpha_{d,23}$	$\alpha_{d,24}$
Precio predicho	$\alpha_{d,1-k}$	$\alpha_{d,2-k}$	$\alpha_{d,3-k}$	$\alpha_{d,4-k}$...	$\alpha_{d,20-k}$	$\alpha_{d,21-k}$	$\alpha_{d,22-k}$	$\alpha_{d,23-k}$	$\alpha_{d,24-k}$

Tabla 9. Predicción de desvíos: persistencia.

Representando el error medio absoluto de la predicción del desvío a subir y a bajar respecto de k , se obtienen las gráficas de la *Figura 33* de las cuales se pueden extraer varias conclusiones muy interesantes:

- Las series temporales de los desvíos a subir y a bajar presentan una estacionalidad claramente diaria, ya que los precios de los desvíos separados 24 horas minimizan el error.
- Parece que existe también una leve estacionalidad semanal.
- El error medio absoluto de la predicción se mantiene prácticamente constante a partir de 800 horas es decir de los 33 días para el desvío a subir.
- El error medio absoluto de la predicción se mantiene prácticamente constante a partir de 48 horas para el desvío a bajar.

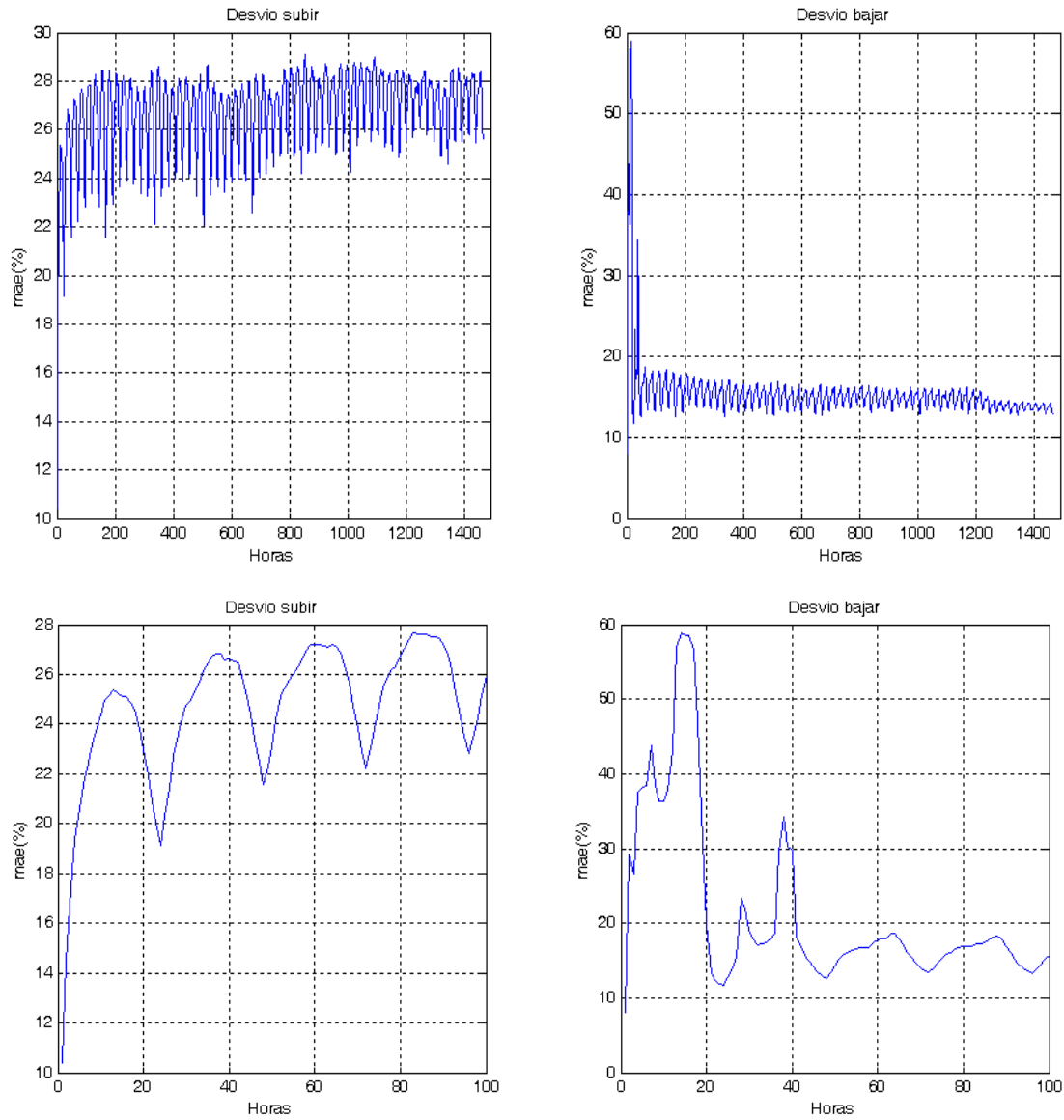


Figura 33. Error medio absoluto anual de predicción de los precios de los desvíos: persistencia.

Otra cosa que cabe resaltar es que los únicos resultados que se pueden considerar son aquellos para 48 horas en adelante ya que son los precios de los desvíos con menor antelación disponibles en el momento en que se realiza la oferta en el mercado intradiario. Lo mismo ocurrirá para el resto de las estrategias.

Método media diaria.

Este método o estrategia consiste en asumir que el precio del desvío para una hora dada coincidirá con la media aritmética de los precios de los desvíos de k días anteriores, como puede verse en la *Tabla 10* para las 24 horas de un día d . La elección de la media como estimador se ha escogido tras diversos estudios con otros estimadores como la mediana.

Hora	1	2	...	23	24
Precio real	$\alpha_{d,1}$	$\alpha_{d,2}$...	$\alpha_{d,23}$	$\alpha_{d,24}$
Precio predicho	$\frac{1}{k \cdot 24} \sum_{i=1}^{k \cdot 24} \alpha_{d,1-48-i}$	$\frac{1}{k \cdot 24} \sum_{i=1}^{k \cdot 24} \alpha_{d,2-48-i}$...	$\frac{1}{k \cdot 24} \sum_{i=1}^{k \cdot 24} \alpha_{d,23-48-i}$	$\frac{1}{k \cdot 24} \sum_{i=1}^{k \cdot 24} \alpha_{d,24-48-i}$

Tabla 10. Predicción de desvíos: media diaria.

Representando el error medio absoluto de la predicción respecto de k , se obtienen las gráficas de la *Figura 34*, de las que se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los comportamientos de las series a bajar y a subir respecto de este método son diferentes.
- El error medio absoluto cometido en la predicción de los desvíos a subir se minimiza con una media de 30 días.
- El error cometido en la predicción de los desvíos a bajar disminuye al aumentar el número de días que se tienen en cuenta para realizar la media.

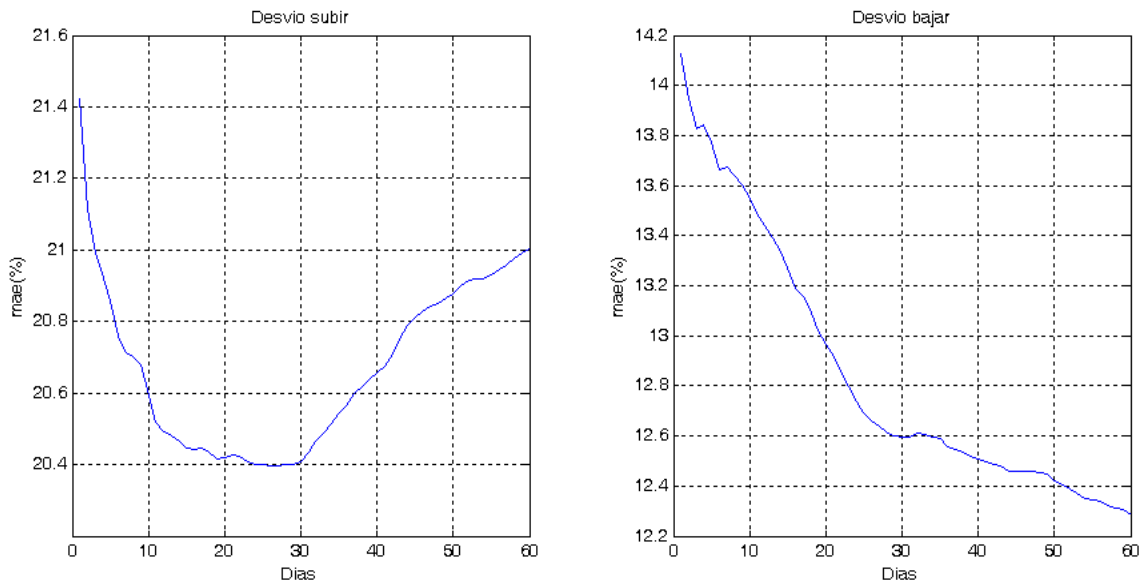


Figura 34. Error medio absoluto anual de la predicción de los precios de los desvíos: media diaria.

La última conclusión puede parecer engañosa, sin embargo es fácil de explicar el resultado. Al incrementar el número de observaciones en la media, el error disminuye, ya que como vimos la serie de desvíos a bajar presentaba un alto grado de apuntamiento. Sin embargo esta disminución del error se hace a costa de perder su predicción de cambio, ya que al aumentar el número de observaciones la media se hace menos vulnerable ante la presencia de datos atípicos. Este hecho tendrá que tenerse en cuenta ya que un menor error en la predicción puede conseguirse a costa de disminuir el dinamismo de la variable en cuestión.

Método media horaria.

En el método anterior la predicción se hacía en base a la media de todos los k valores anteriores. Con esta nueva estrategia sólo se consideran a la hora de hacer la media, los separados 24 horas haciendo uso del resultado obtenido en el método de persistencia para el cual los valores separados 24 horas minimizaban el error. Esto se encuentra recogido en la *Tabla 11*.

Hora	1	2	...	23	24
Precio real	$\alpha_{d,1}$	$\alpha_{d,2}$...	$\alpha_{d,23}$	$\alpha_{d,24}$
Precio predicho	$\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \alpha_{d,1-24-i.24}$	$\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \alpha_{d,2-24-i.24}$...	$\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \alpha_{d,23-24-i.24}$	$\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \alpha_{d,24-24-i.24}$

Tabla 11. Predicción de desvíos: media horaria.

Representando el error medio absoluto de la predicción de los precios de los desvíos a subir ya bajar respecto de k , se obtienen las gráficas de la *Figura 35*, de las que se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los comportamientos de las series a bajar y a subir respecto de este método son diferentes.
- El error medio absoluto cometido en la predicción de los desvíos a subir se minimiza con una media de 20 días mientras que para bajar lo hace con una media de 28 días.

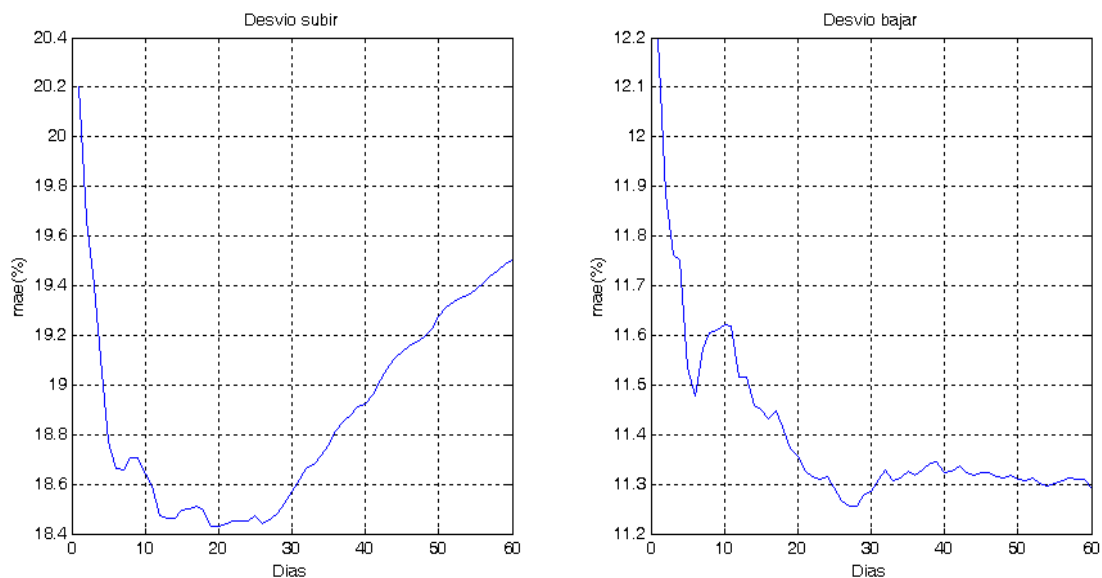


Figura 35. Error medio absoluto anual de predicción de los precios de los desvíos: media horaria.

Ya que se trata de la estrategia que mejores resultados ofrece, se ha realizado un análisis más exhaustivo de ella con el objetivo de comprobar si la tendencia anual se repite para todos los meses o por el contrario varía. Para ello, se han representado los errores medios absolutos mensuales para todo el año de los desvíos a subir y a bajar respectivamente en la *Figura 36* y *Figura 37*. Asimismo se han calculado los principales valores estadísticos mensuales de las series de los desvíos a subir y a bajar, recogidos en la *Tabla 12* y *Tabla 13* con el fin de poder establecer alguna relación entre ellos y el comportamiento del error.

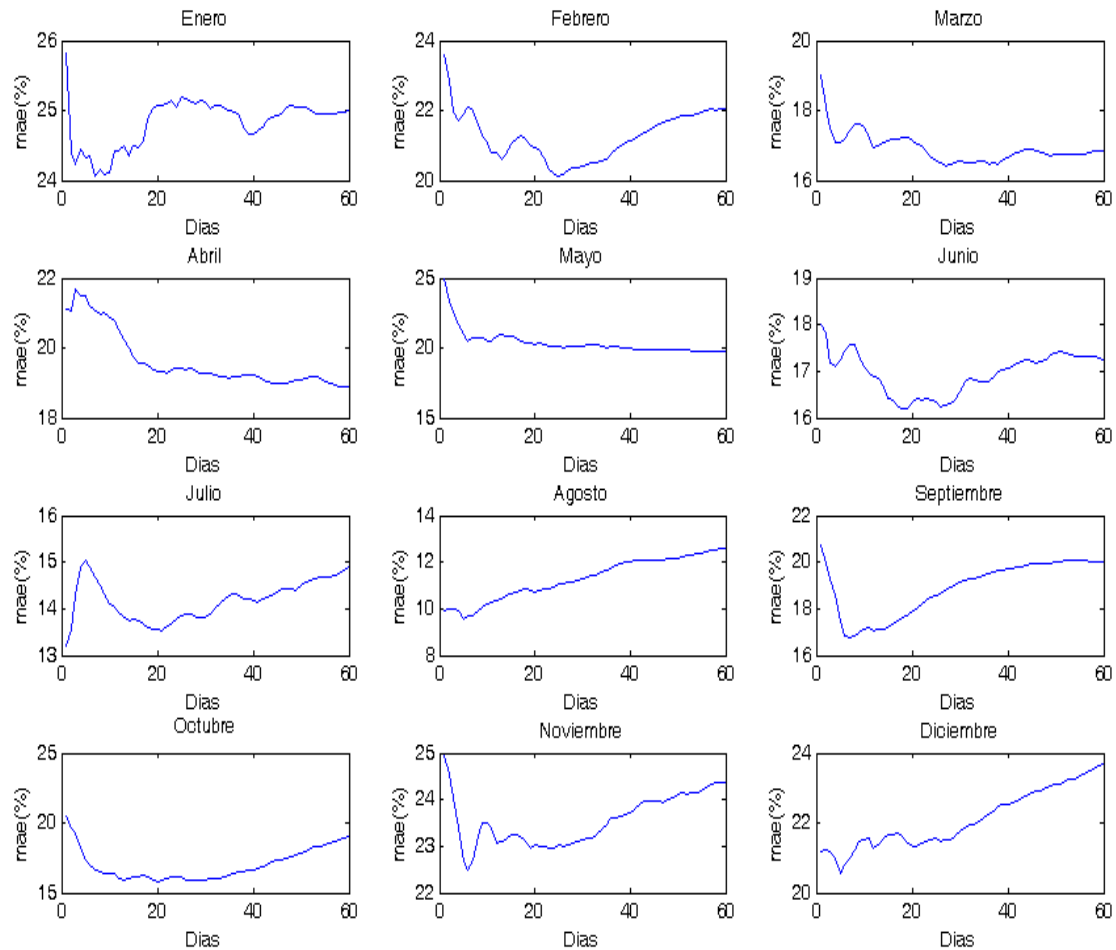


Figura 36. Error medio absoluto mensual de predicción de los precios de los desvíos a subir: media horaria.

	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Desvío subir	Media	42,26	31,23	30,40	29,72	29,55	32,21	30,35	31,77	21,18	25,07	21,92	21,72
	Mediana	43,22	31,71	29,58	29,46	29,45	31,77	30,51	31,61	28,38	25,79	22,79	22,66
	Máximo	83,75	76,18	60,00	54,30	54,70	49,75	45,01	48,89	48,28	48,13	49,13	57,62
	Mínimo	0	0	0	0,01	0	0,02	0,03	13,9	0	0	0	0
	Desviación típica	13,29	10,23	7,17	7,96	8,97	7,23	5,77	5,51	7,35	7,22	10,36	11,97
	Variabilidad	31,46	32,76	23,60	26,79	30,35	22,45	19,01	17,35	27,06	28,82	47,28	55,10

Tabla 12. Estadísticos de los precios de los desvíos a subir mensuales.

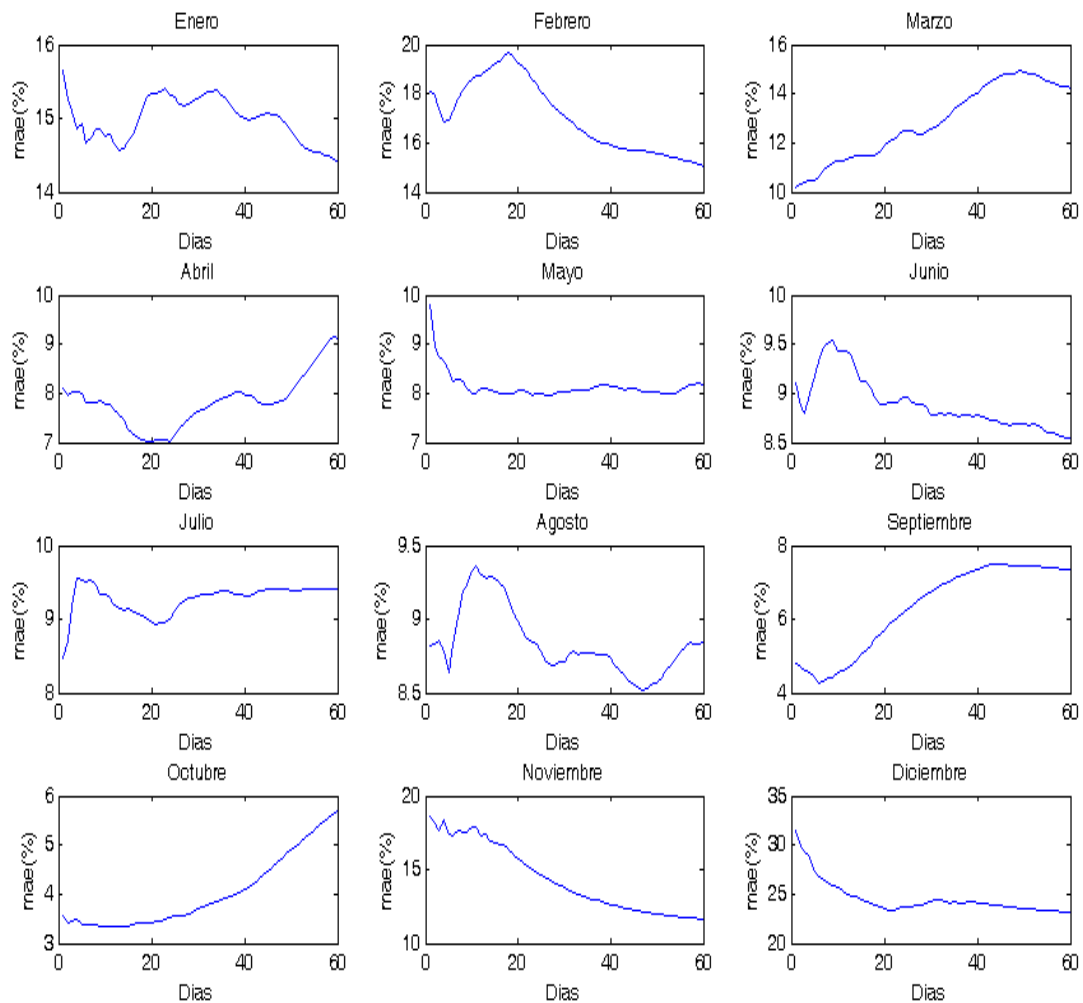


Figura 37. Error medio absoluto mensual de predicción de los precios de los desvíos a bajar: media horaria.

	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Desvío bajar	Media	54,54	43,45	40,61	39,24	39,73	39,91	37,47	38,23	37,06	36,71	36,63	39,65
	Mediana	53,79	41,00	39,00	38,66	38,88	38,20	36,42	37,71	37,00	37,50	35,83	36,00
	Máximo	111,3	98,57	96,61	72,01	71,22	94,63	74,78	66,52	102,4	160,5	106,4	210
	Mínimo	20,00	1,00	25,00	21,07	20,00	21,07	17,50	24,44	14,54	14,01	1,00	0
	Desviación típica	12,33	11,17	8,15	6,70	7,14	8,21	6,31	5,73	6,40	8,26	10,55	17,11
	Variabilidad	22,61	25,71	20,06	17,08	17,97	20,58	16,86	14,99	17,28	22,55	28,81	43,17

Tabla 13. Estadísticos de los precios de los desvíos a bajar mensuales.

Se han realizado diversos estudios, como correlaciones entre los diferentes valores estadísticos y el número óptimo de observaciones a tener en cuenta para cada mes, pero ninguno de los cuales ha podido demostrar ninguna relación aparente, por lo que debido a esta aleatoriedad se ha optado por tomar como valor óptimo aquel que minimice el error anual.

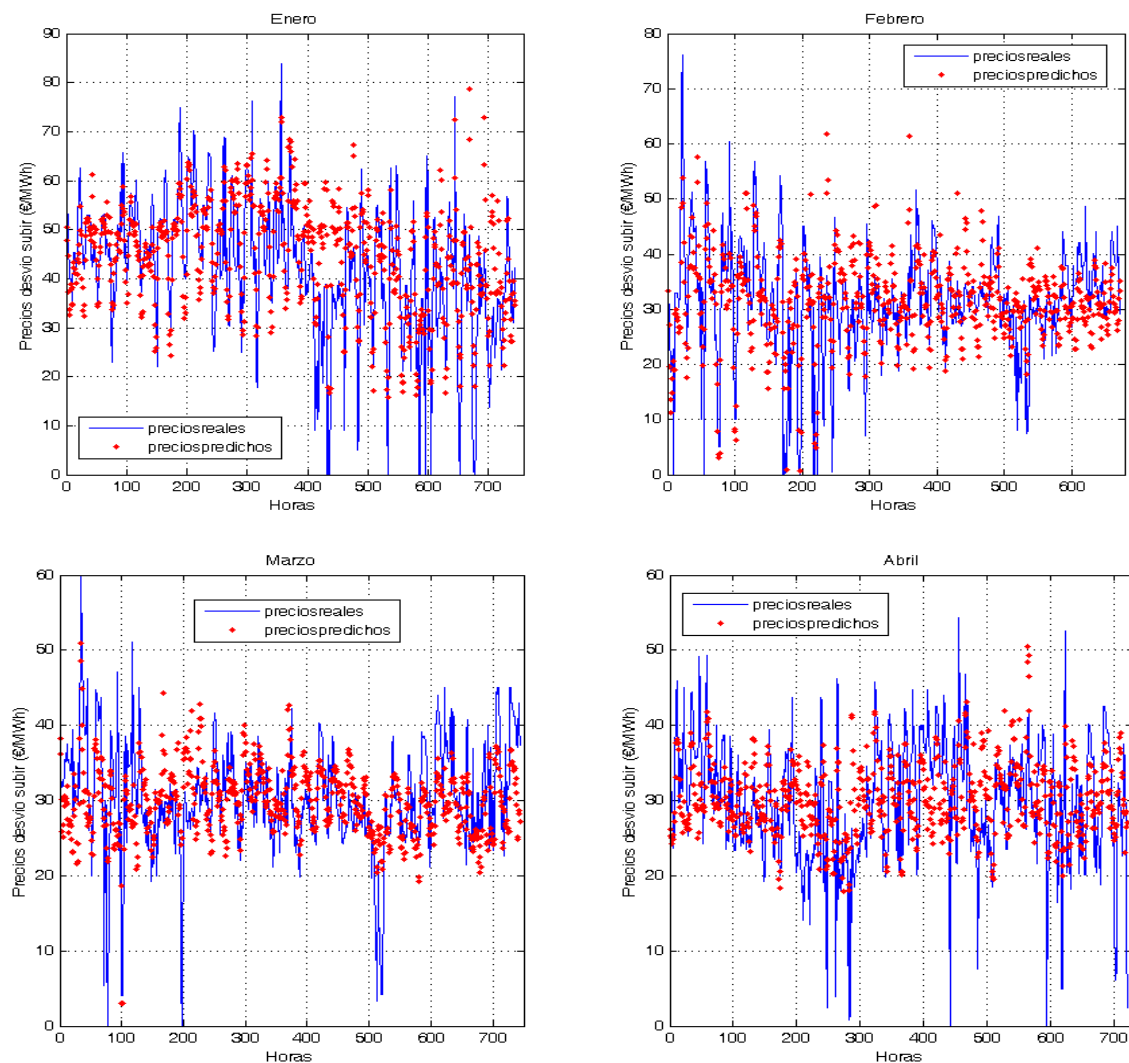
Selección de la técnica

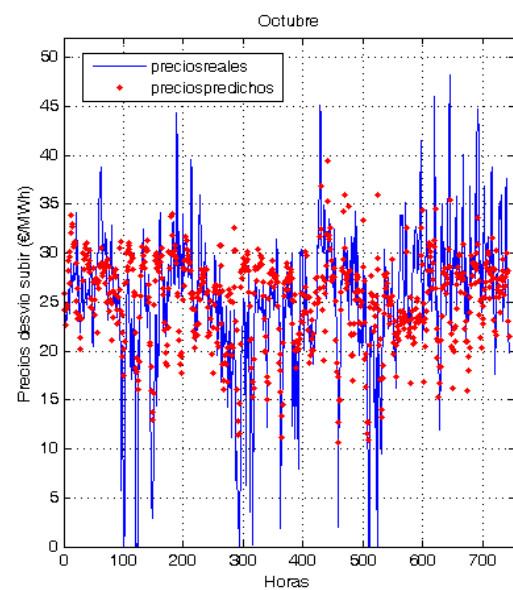
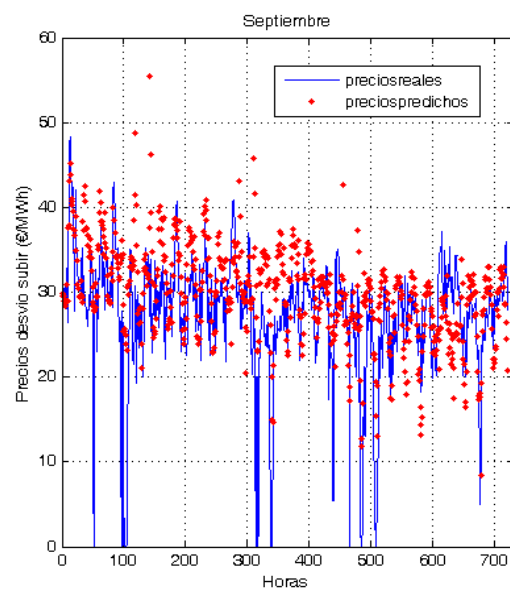
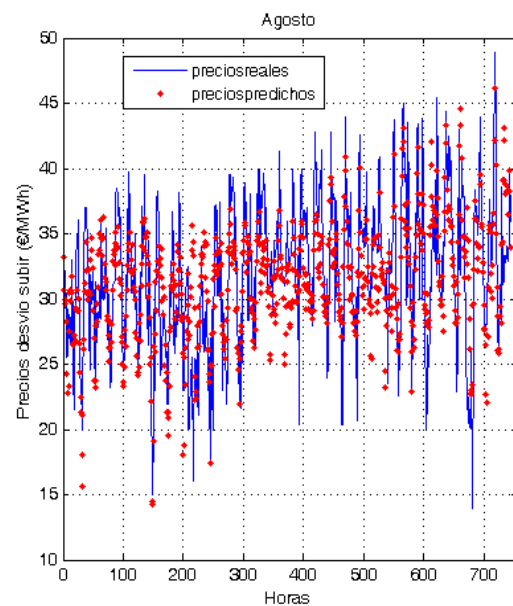
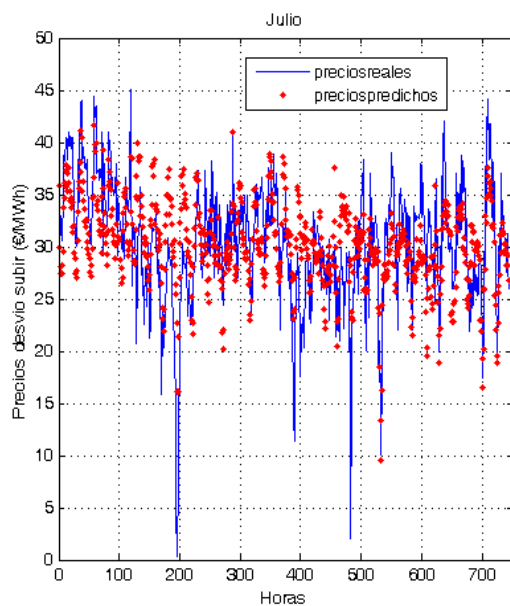
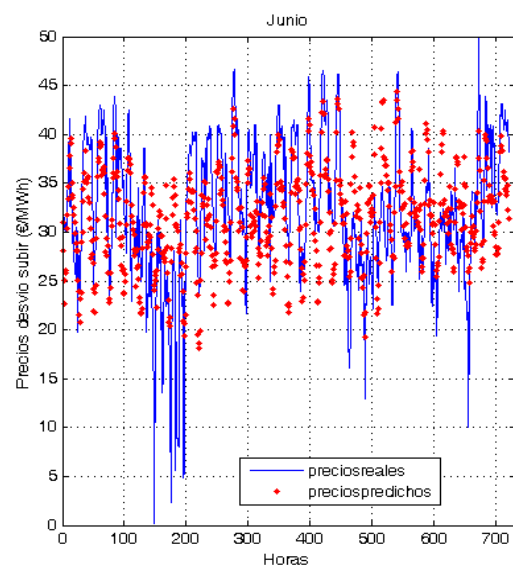
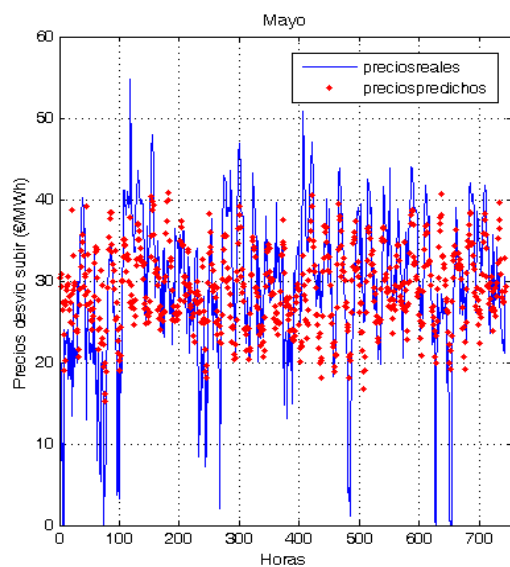
De acuerdo a los estudios realizados anteriormente, resumidos en la *Tabla 14* se puede concluir que el método que produce mejores resultados es de la media horaria, por lo que es el que se utilizará para las diferentes estrategias posteriores.

Desvío	k	Persistencia	Media diaria	Media horaria
		48	28	20
subir	NMAE (%)	21,56	20,40	18,42
bajar	k	48	60	28
	NMAE (%)	12,88	12,46	11,32

Tabla 14. Resumen de errores de predicción de precios de los desvíos.

En la *Figura 38* se muestran ordenados por meses, los precios de los desvíos a subir predichos para cada hora en color azul y los precios reales en color rojo. Además se incluye la *Tabla 15* donde se resumen los errores mensuales cometidos en la predicción de los precios de los desvíos a subir.





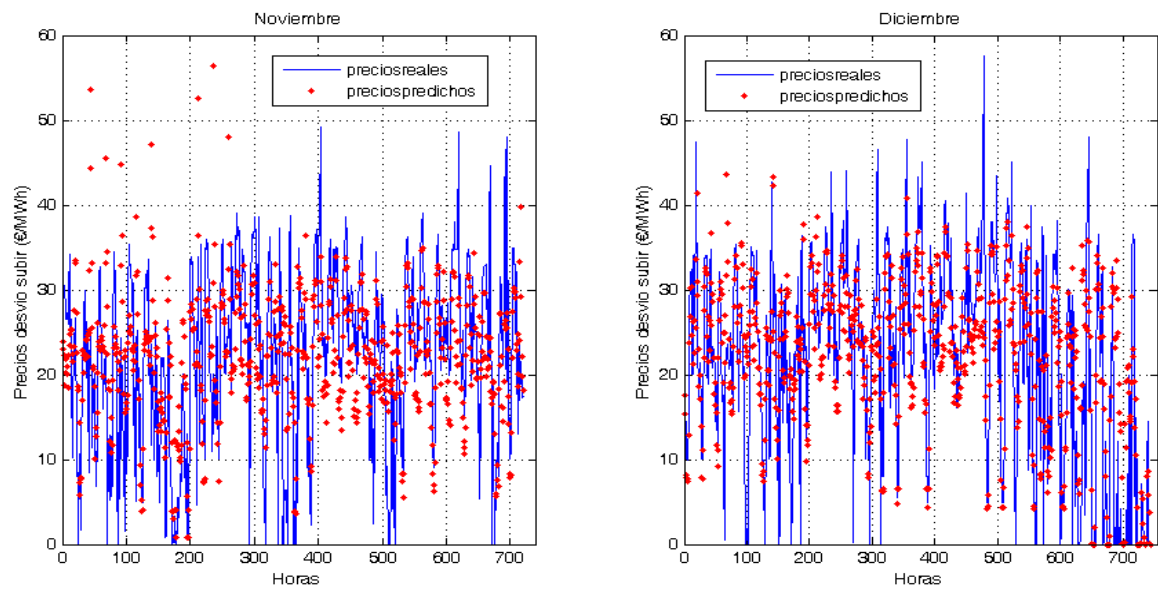
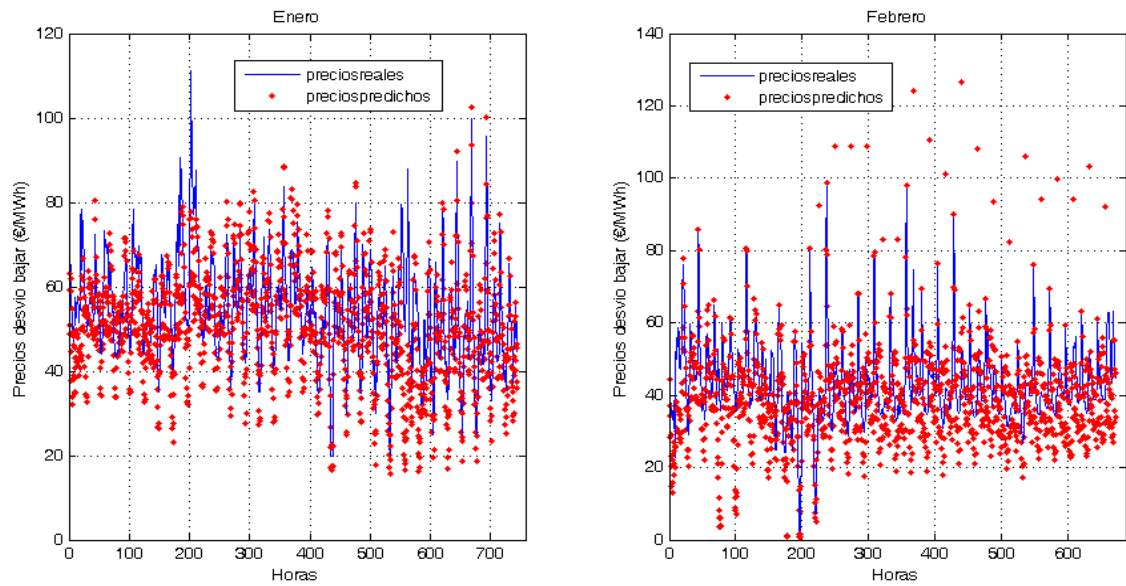


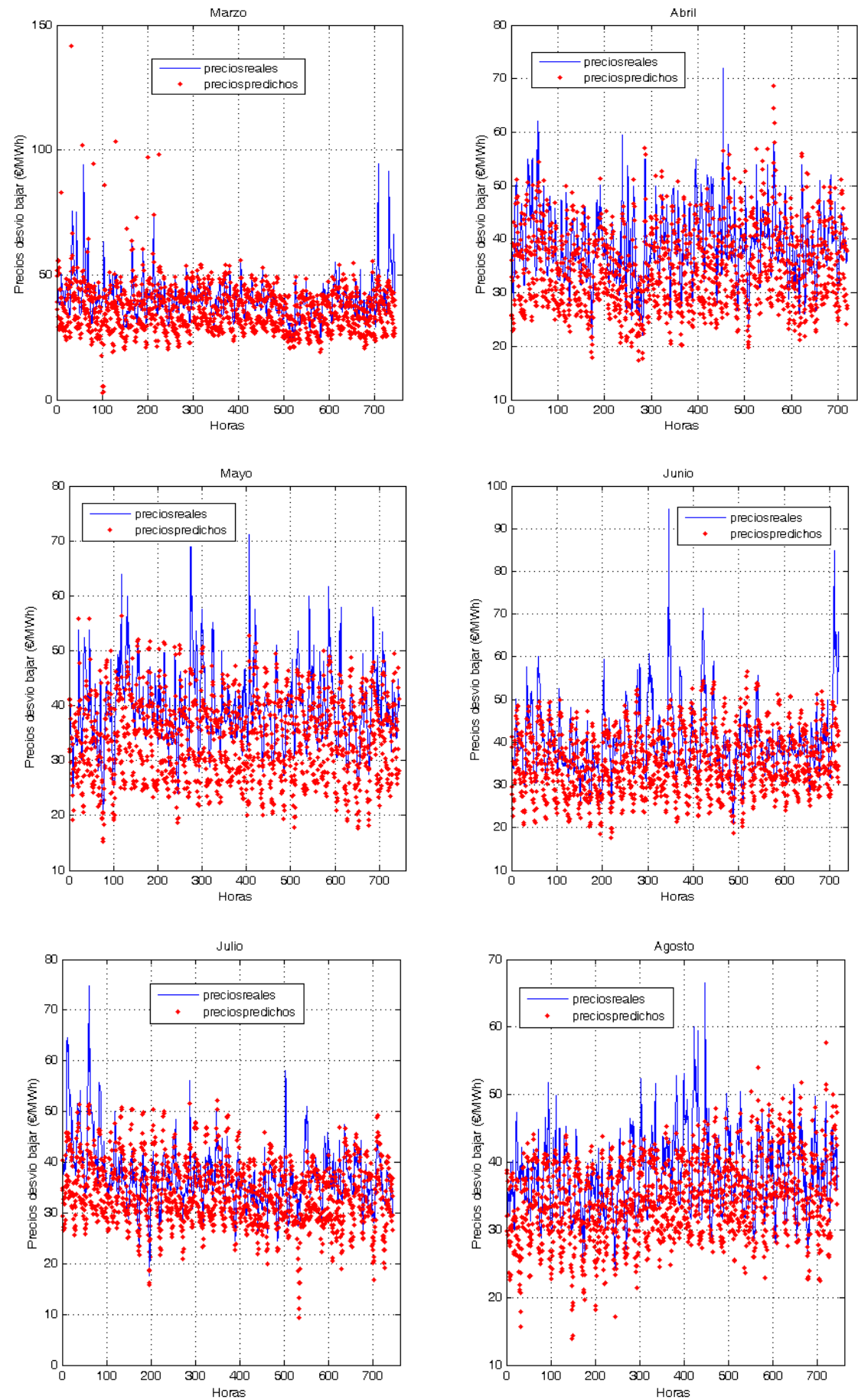
Figura 38. Comparación precios reales, precios predichos del desvío a subir para cada mes del año.

Desvío subir													
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
NMAE (%)	25,07	20,95	17,11	19,33	20,28	16,36	13,55	10,74	17,89	15,81	23,01	21,33	18,42
NME (%)	7,71	-3,32	-2,31	-0,96	-1,97	-4,08	-0,27	-2,78	12,35	2,09	0,52	-0,45	1,22

Tabla 15. Errores mensuales y anuales de la predicción del precio del desvío a subir.

La Figura 39 muestra ordenados por meses los precios de los desvíos a subir predichos para cada hora en color azul y los precios reales en color rojo. Además se incluye la Tabla 16 donde se resumen los errores mensuales cometidos en la predicción de los precios de los desvío a bajar.





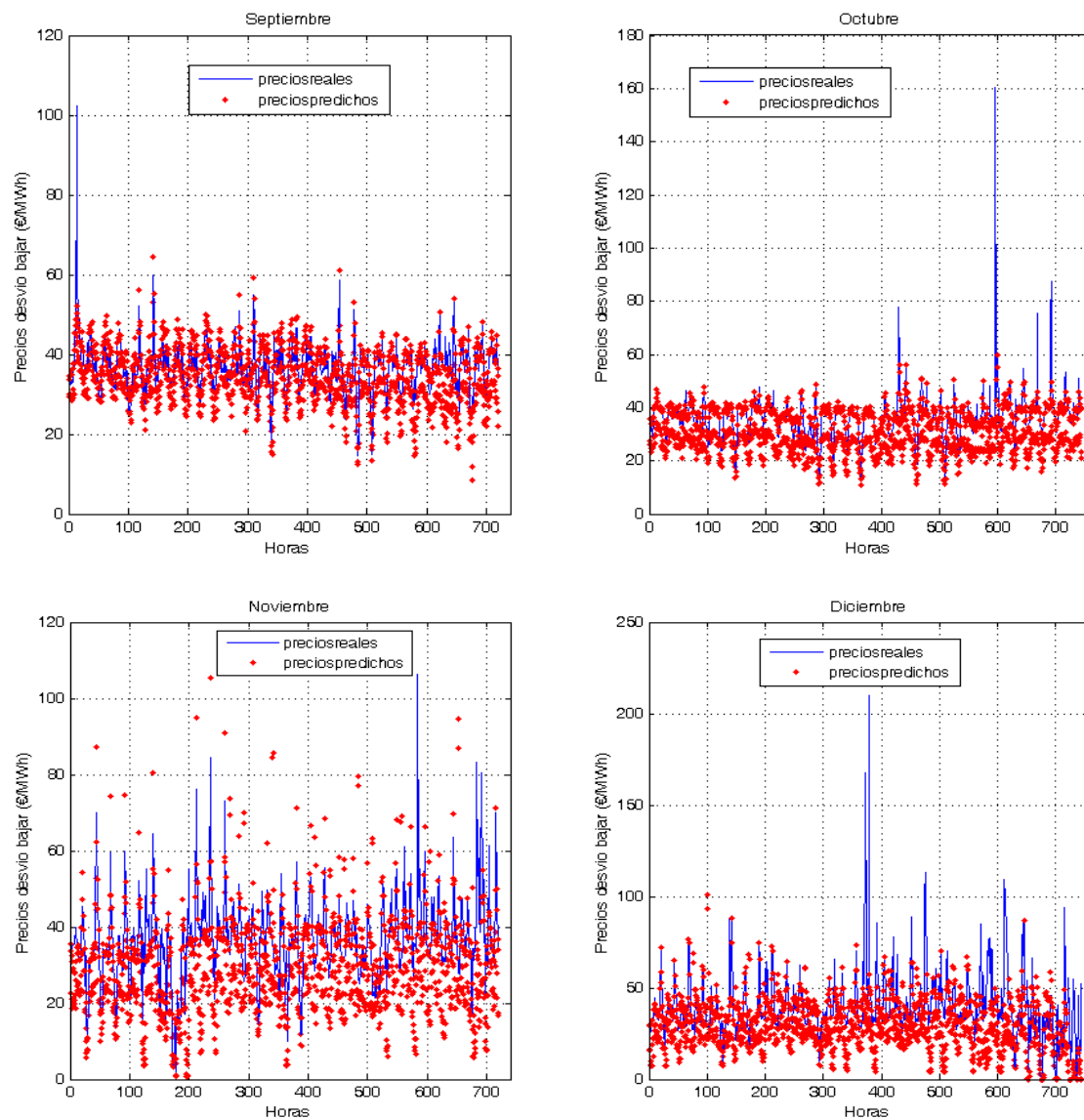


Figura 39. Comparación precios reales, precios predichos del desvío a bajar para cada mes del año.

Desvío bajar													
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
NMAE (%)	15,18	17,41	12,31	7,55	8,02	8,93	9,22	8,61	6,62	3,68	14,37	24,28	11,32
NME (%)	-3,03	1,01	2,00	2,42	0,47	-0,24	0,06	-1,41	4,84	5,21	-3,68	-16,1	-0,73

Tabla 16. Errores mensuales y anuales de la predicción del precio del desvío a bajar.

A la vista de la Figura 38 y Figura 39 se puede observar la falta de precisión de la estrategia para predecir su variabilidad, sin embargo, y como muestran la Figura 40 y la Figura 41, si se ha conseguido explicar con un grado razonable de precisión su tendencia.

Se han añadido la Tabla 17 y Tabla 18, donde se recogen los datos que definen las gráficas para tener un análisis con mayor exactitud.

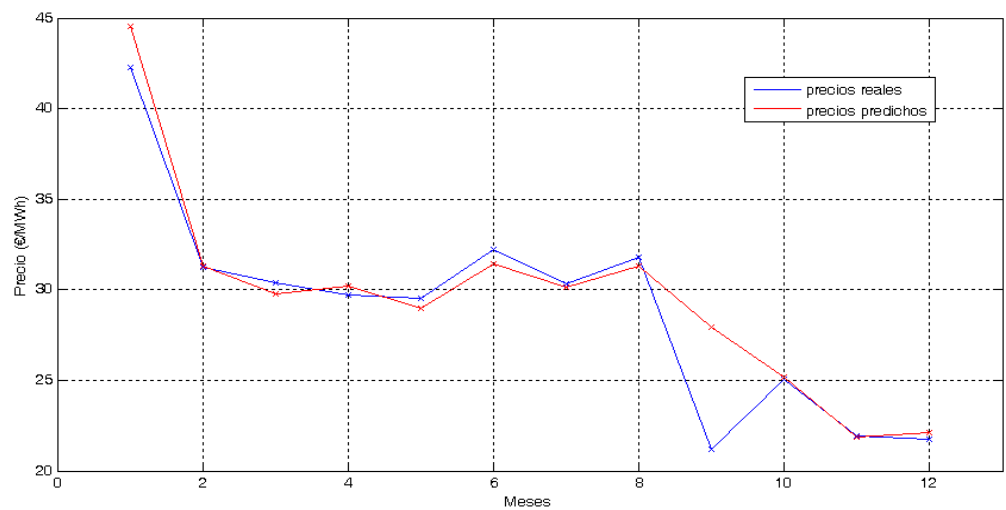


Figura 40. Comparación entre precios mensuales de los desvíos a subir reales y predichos.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Media real	42,26	31,23	30,40	29,72	29,55	32,21	30,35	31,77	21,18	25,07	21,92	21,72
Media predicha	44,52	31,33	29,78	30,17	28,98	31,42	30,17	31,28	27,93	25,20	21,88	22,10

Tabla 17. Precios medios mensuales de los desvíos a subir reales y predichos.

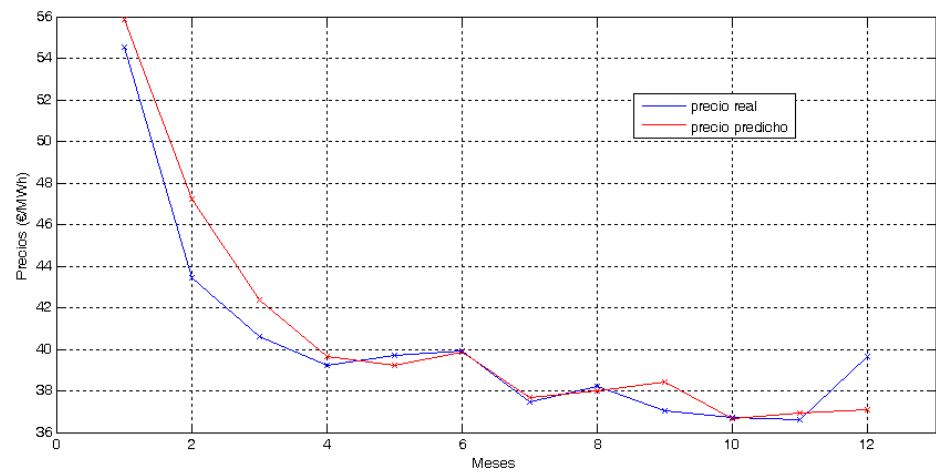


Figura 41. Comparación entre precios mensuales de los desvíos a subir reales y predichos.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Media real	54,54	43,45	40,61	39,24	39,73	39,91	37,47	38,23	37,06	36,71	36,63	39,65
Media predicha	55,89	47,20	42,36	39,65	39,22	39,86	37,66	38,01	38,44	36,65	36,93	27,11

Tabla 18. Precios medios mensuales de los desvíos a bajar reales y predichos.

Capítulo 7

Resultados

7.1 Introducción.

El objetivo de este capítulo es evaluar las estrategias planteadas en el capítulo 5 para un caso real a lo largo de un año. Para ello se dispone de los datos de potencia generada para todas las horas del año de un parque eólico de 21MW de potencia instalada, así como de la potencia predicha con antelaciones comprendidas entre una y treinta y ocho horas.

La actividad comercial del parque se supondrá regida por las leyes del mercado eléctrico español, las cuales fueron brevemente descritas en el capítulo 2. Los precios de los diferentes mercados son públicos y se encuentran publicados en Internet a través de las páginas web del operador del mercado y del operador del sistema. Se tomará el año 2009 como año de estudio.

Asimismo se hará uso de la funciones de probabilidad de potencia previamente calculadas en el capítulo 4, y de las predicciones de precios del mercado intradiario y de los desvíos descritas en el capítulo 6. Se utilizarán los ingresos obtenidos por el productor, (ecuación 9) y los errores de potencia (ecuaciones 5 y 6), como principales indicadores para evaluar la efectividad de las diferentes estrategias.

Respecto de la ecuación 9, cabe destacar tres cosas:

- No se consideraran las primas a la potencia eólica.
- Las ofertas se realizan a precio cero y son aceptadas en su totalidad.
- El precio del mercado es independiente del nivel de potencia ofertado.

7.2 No corrección

En este caso el productor sólo hará uso del mercado diario para vender toda su energía. La potencia ofertada en el mercado diario se corresponderá con la potencia predicha con la menor antelación posible. De acuerdo a la secuencia del mercado de producción, que puede verse en el punto 2.3, la presentación de ofertas para el mercado diario finaliza a las 10 horas y tiene como horizonte las 24 horas del día siguiente, por tanto la antelación para cada una de las horas del día es la mostrada en la *Tabla 19*.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Antelación	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38

Tabla 19. Antelación horaria para cada hora del mercado diario.

Ingresos

Evaluando esta estrategia para el caso concreto anteriormente descrito se obtienen unos ingresos anuales de 1.454.200 € y unos costes por desvíos de 180.710 €, lo cual supone un porcentaje de 12,426 % del ingreso. En la *Tabla 20* pueden verse los ingresos, los costes de los desvíos, el porcentaje del ingreso que representa el desvío y la remuneración por unidad de energía producida para cada mes del año.

Meses	Ingresos (€)	Coste desvíos (€)	Coste desvío/Ingreso (%)	Ingreso/Energía producida (€/MWh)
Enero	123.680	23.973	19,383	47,82
Febrero	84.730	10.164	11,995	34,28
Marzo	145.810	441	0,302	35,10
Abril	89.430	5.992	6,700	34,46
Mayo	91.140	18.047	19,801	34,45
Junio	87.780	14.977	17,061	35,81
Julio	133.670	21.910	16,391	33,03
Agosto	124.640	13.297	10,668	32,99
Septiembre	187.370	14.398	7,688	33,27
Octubre	232.310	30.259	13,025	33,54
Noviembre	58.780	14.694	24,998	26,86
Diciembre	94.840	12.554	13,237	25,81
Anual	1.454.200	180.710	12,426	33,83

Tabla 20. No corrección: ingresos y costes de los desvíos por meses.

En la *Figura 42*, se ha intentado explicar el comportamiento de los ingresos para esta estrategia. Para ello se han representado en primer lugar, los ingresos por unidad de energía producida mensuales frente al error medio absoluto mensual y en segundo lugar, frente al precio medio mensual del mercado diario.

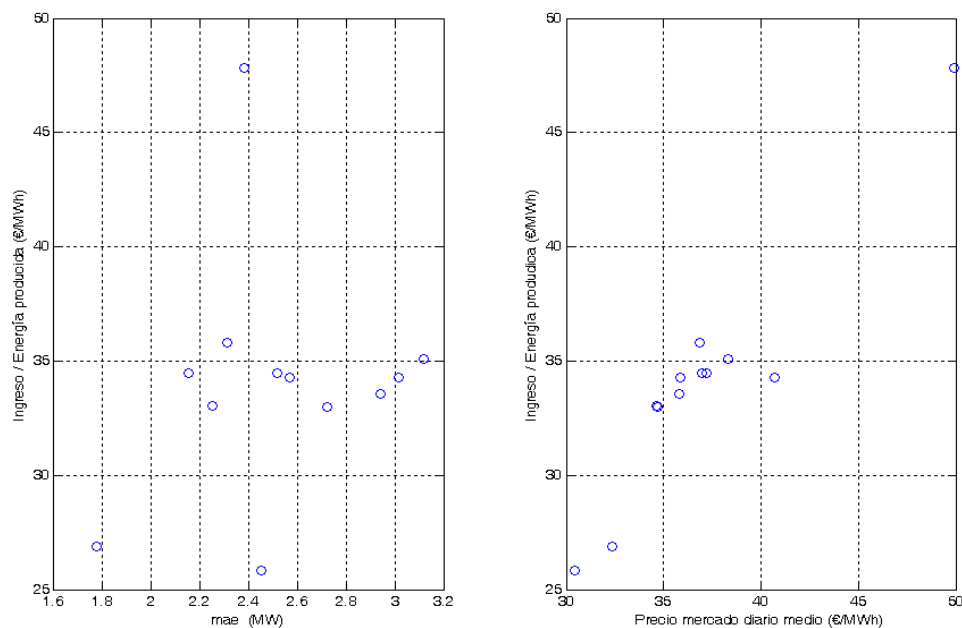


Figura 42. Relaciones de los ingresos por unidad de energía producida para la estrategia no corrección.

De acuerdo a este análisis, parece claro decir que no existe una correlación directa entre el error en la predicción de potencia y el nivel de ingresos por unidad de energía producida. Sin embargo, sí se observa una clara relación lineal entre los ingresos por unidad de energía producida y el precio medio mensual del mercado diario de forma que, para precios altos del mercado diario los ingresos serán mayores que para precios más bajos.

Errores de potencia

El error medio anual del productor para esta estrategia es de -0,2044 MW mientras que el error medio absoluto es de 2,5184 MW. En la *Figura 43* se ha representado, en la parte izquierda, la media anual del error medio de potencia cometido para cada una de la de las horas del día y en el lado derecho el error medio de potencia para cada uno de los meses del año.

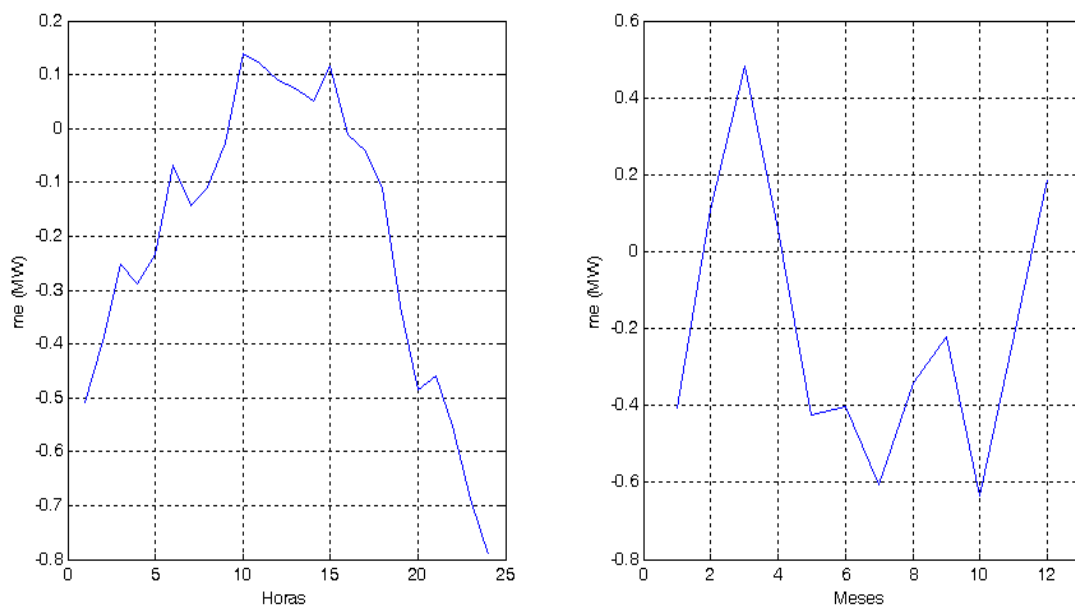


Figura 43. No corrección: error medio de potencia horario y mensual.

Como se puede observar, el desvío de potencia definido como la diferencia entre la potencia real producida y la potencia ofertada, es negativo para la mayor parte del tiempo lo cual indica una tendencia a la sobrepredicción de la herramienta de predicción de potencia.

Un análisis interesante es el que se encuentra recogido en la *Figura 44*, en el que se puede ver en primer lugar, como varía la media anual del error medio absoluto de predicción de potencia para cada hora del día y en segundo lugar como varía el error medio absoluto de potencia para cada uno de los meses.

Como era de esperar, el error medio absoluto anual para cada una de la horas del día presenta una tendencia creciente, lo que confirma que el error de potencia aumenta con la anticipación horaria ya que para esta estrategia, la menor anticipación se produce para la primera hora del día y la mayor para la última, tal como se muestra en la *Tabla 19*.

Otro aspecto que destaca, es el hecho de que el error absoluto de potencia parece seguir la misma tendencia que la potencia producida.

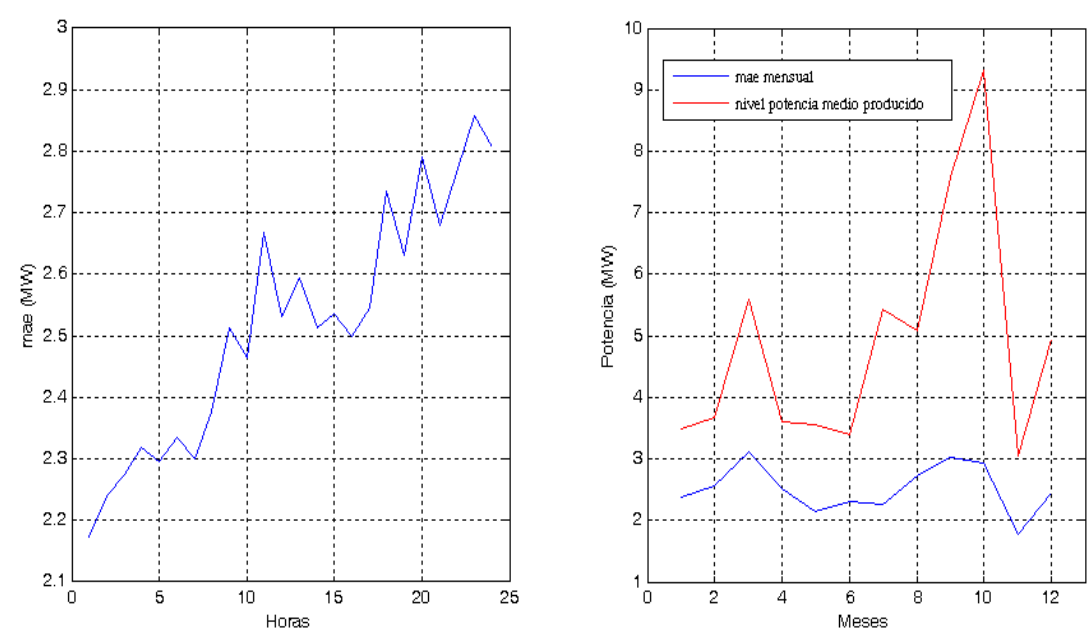


Figura 44. No corrección: error medio absoluto horario y mensual.

7.3 Mejor predicción

Siguiendo esta estrategia, el productor negociará su energía tanto en el mercado diario como en el mercado intradiario, utilizando la mejor predicción disponible para cada momento. De esta forma, realizará una oferta en el mercado diario de igual modo que en la estrategia anterior, pero la actualizará en el intradiario aprovechándose de la menor anticipación horaria de éste.

Para calcular la potencia ofertada en el mercado intradiario se deberá tener en cuenta la secuencia de los de las sesiones de éste, que puede verse en la *Tabla 1*, para ofertar en aquélla que suponga la menor antelación posible para esa hora. De acuerdo a esto, la actualización de la oferta horaria realizada en el mercado intradiario y la antelación en la predicción seguirá la secuencia mostrada en la *Tabla 21*.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sesión del mercado intradiario	2				3			4				5				6					1 (d+1)			
Antelación	3	4	5	6	3	4	5	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	7	3	4	5	6

Tabla 21. Reglas para actualizar la oferta del día ‘d’ en el mercado intradiario.

Ingresos

Los ingresos anuales obtenidos por el productor siguiendo esta estrategia ascienden a 1.489.200 € mientras que los costes de los desvíos ascienden a 112.530 € lo cual representa un porcentaje

del 7,556% del ingreso. En la *Tabla 22*, se presentan estos resultados desglosados mes a mes unido con la remuneración por unidad de energía producida.

Meses	Ingresos (€)	Coste desvíos (€)	Coste desvío/Ingreso (%)	Ingreso/Energía producida (€/MWh)
Enero	128.270	13.855	10,80	49,49
Febrero	90.440	4.693	5,18	36,59
Marzo	151.840	2.918	1,92	36,55
Abril	92.630	4.189	4,52	35,69
Mayo	93.440	9.468	10,13	35,32
Junio	89.210	11.282	12,64	36,40
Julio	134.990	13.367	9,16	33,36
Agosto	127.100	6.385	5,02	33,64
Septiembre	189.540	9.848	5,19	34,67
Octubre	234.780	17.741	7,55	33,90
Noviembre	61.230	7.226	11,80	27,98
Diciembre	95.750	12.558	13,11	26,06
Anual	1.489.200	112.530	7,556	34,65

Tabla 22. Mejor predicción: ingresos y costes de los desvíos por meses.

En la *Figura 45*, se ha repetido el análisis realizado en la estrategia anterior para explicar el comportamiento del ingreso, añadiendo el precio medio del mercado intradiario mensual como posible variable explicativa. Se ha entendido como precio medio mensual del mercado intradiario, la media mensual de los precios de las horas de las sesiones del mercado intradiario en las cuáles se actualiza la oferta.

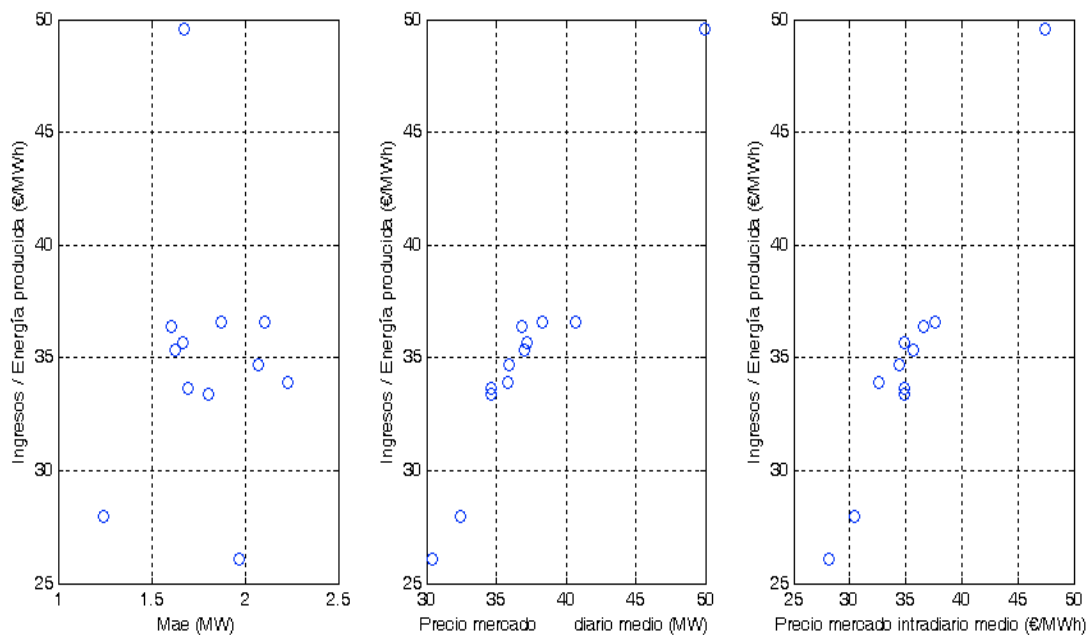


Figura 45. Relaciones de los ingresos por unidad de energía producida para la estrategia mejor predicción.

A la vista de los resultados obtenidos, se vuelve a repetir la misma dependencia entre los ingresos por unidad de energía producida y los precios del mercado diario, al que además se le ha añadido también, una dependencia con los precios medios del mercado intradiario. El error medio absoluto cometido en la predicción de potencia sigue sin guardar ninguna relación con el nivel de ingresos por unidad de energía producida.

Aunque un nivel de error medio de predicción de potencia bajo no implica unos ingresos altos, lo que sí está claro es que una reducción del error sí que implica un aumento de los ingresos. En la *Tabla 23* se han presentado los incrementos de los ingresos obtenidos por el productor y las disminuciones del error de potencia medio absoluto cometidos entre esta estrategia y la estrategia de no corrección para cada uno de los meses del año, corroborando este hecho.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Incremento ingreso (€)	4.590	5.710	6.030	3.200	2.300	1.430	1.320	2.400	2.170	2.470	2.450	910
Disminución error (MW)	0,71	0,69	1,01	0,85	0,52	0,70	0,44	1,03	0,94	0,71	0,53	0,48

Tabla 23. Relación entre los ingresos obtenidos y la disminución del error de predicción de potencia.

En la *Tabla 24*, se muestra el análisis de los ingresos y de los costes de los desvíos analizados desde el punto de vista de las diferentes sesiones del mercado intradiario. Además se han calculado los ingresos medios por unidad de energía producida. Cabe hacer mención de nuevo, que todos las sesiones del mercado intradiario no abarcan el mismo número de horas con el objetivo de no malinterpretar los resultados.

Intradiario	Ingresos (€)	Coste desvíos (€)	Coste desvío/Ingreso (%)	Ingreso/Energía producida (€/MWh)
1	274.680	39.070	14,22	40,82
2	197.780	23.830	12,04	28,83
3	137.620	7.000	5,08	26,20
4	259.320	2.400	0,92	35,10
5	284.443	7.920	2,78	37,21
6	335.280	32.310	9,63	36,82

Tabla 24. Mejor predicción: ingresos y costes de los desvíos por intradiarios.

Errores de potencia

El error medio anual del productor para esta estrategia es de -0,0892 MW mientras que el error medio absoluto es de 1.7973 MW. En la *Figura 46*, se ha realizado un análisis análogo al de la estrategia de no corrección, representando en primer lugar la media anual del error medio de potencia cometido para cada una de la de las horas del día y en segundo lugar el error medio mensual.

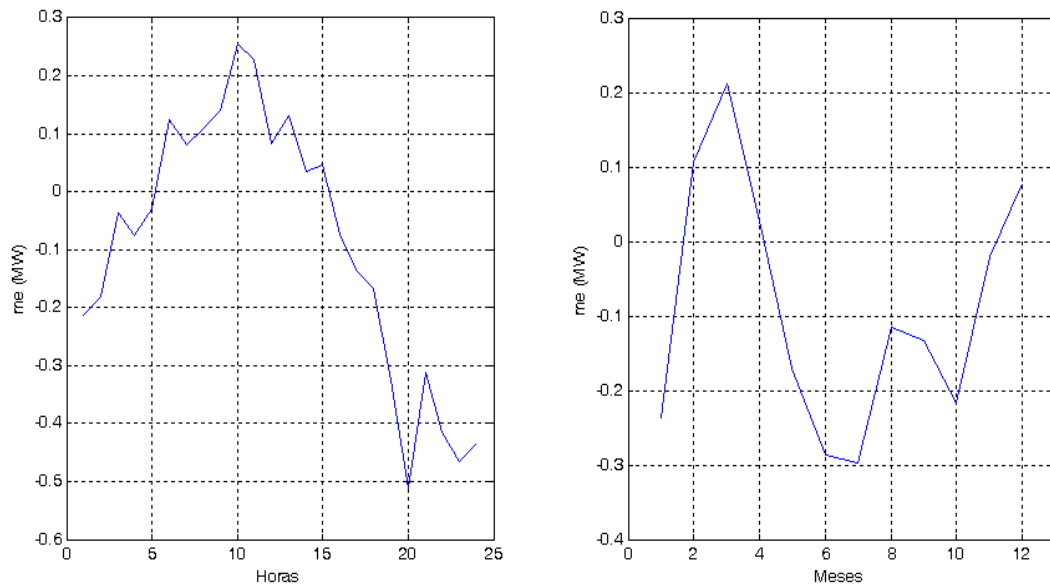


Figura 46. Mejor predicción: error medio de potencia horario y mensual.

En el gráfico izquierdo de la *Figura 47*, se puede observar la media anual del error medio absoluto para cada una de las horas del día. Como es de esperar el error presenta diferentes tramos, que se corresponden con las diferentes sesiones del mercado intradiario. Al cambiar de sesión, la primera hora ofertada en ésta posee una menor anticipación que la última hora ofertada en la sesión anterior, lo que provoca una disminución en el error de potencia.

En el gráfico derecho se representa a la vez el error medio absoluto para cada mes del año junto con el nivel de potencia medio producido para ese mes, corroborando de nuevo la existencia de una tendencia común.

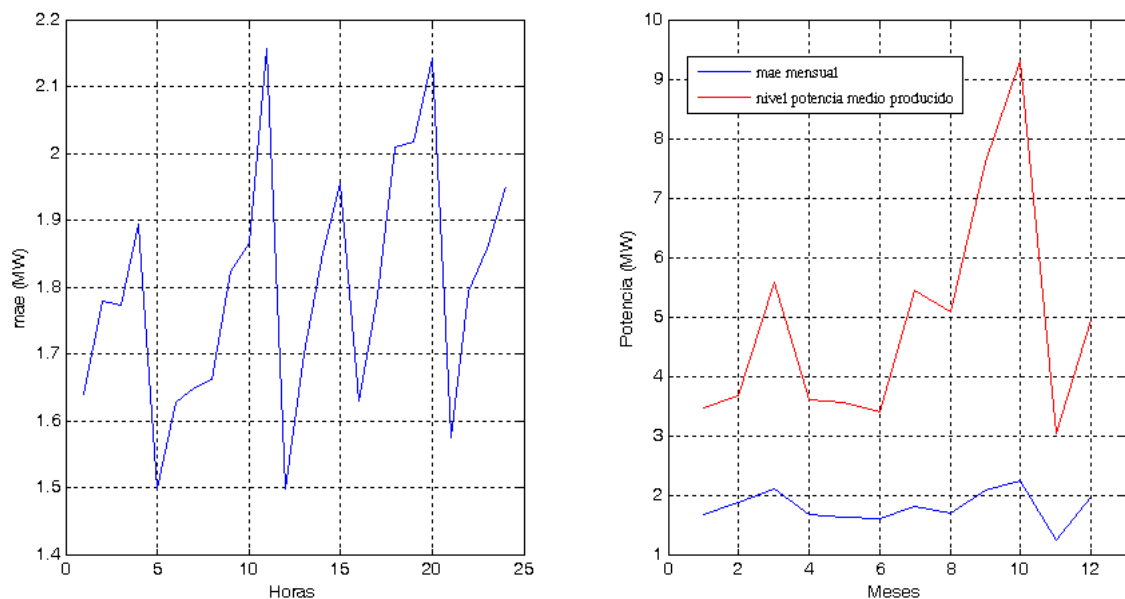


Figura 47. Mejor predicción: error medio absoluto de potencia horario y mensual.

Finalmente se ha estimado el coste que la falta de precisión en la predicción de la generación representa sobre los ingresos obtenidos para esta estrategia. Para ello se ha implementado la estrategia asumiendo que el error en la predicción de la potencia es nulo o lo que es lo mismo que la predicción de potencia en el horizonte de programación del mercado intradiario es perfecta. Evaluando esta opción en el caso de estudio, se obtienen los resultados presentados en la *Tabla 25*.

	Mejor predicción	
	Predicción disponible	Predicción perfecta
Ingresos (€)	1.489.200	1.573.500
MAE (MW)	1,7973	0

Tabla 25. Coste de la falta de precisión en la predicción de la producción.

De acuerdo con estos datos, se puede obtener de manera sencilla que el porcentaje de pérdida de ingresos que representa la falta de precisión en la predicción de la potencia para esta estrategia, asciende al 3,78% o lo que es lo mismo 84.300 €.

7.4 Maximizar ingresos

Siguiendo esta estrategia, el productor deberá encontrar la potencia óptima a ofertar en el mercado intradiario para cada hora del día, resolviendo el problema de optimización planteado en el punto 5.4. La actualización de la oferta seguirá la misma secuencia que la estrategia anterior, expresada en la *Tabla 21*, ofertando en la hora de la sesión del mercado intradiario que posea la menor anticipación.

A la hora de ofertar, tanto la potencia producida como los precios del mercado intradiario y de los desvíos, son desconocidos por lo que será necesario recurrir a predicciones. Para las predicciones de los precios se utilizarán las descritas en el capítulo 6 y para la predicción de la potencia generada, las propias del capítulo 4.

Ingresos

Los ingresos anuales obtenidos por el productor eólico siguiendo esta estrategia ascienden a 1.448.700 € mientras que los costes de los desvíos suben 465.810 € lo cual representa un porcentaje del 32,15% del ingreso. La remuneración media anual por unidad de energía producida ascendió a 33,71 €/MWh. En la *Tabla 26*, se presentan estos resultados desglosados para cada mes del año.

Meses	Ingresos (€)	Coste desvíos (€)	Coste desvío/Ingreso (%)	Ingreso/Energía producida (€/MWh)
Enero	125.350	11.447	9,13	48,47
Febrero	85.690	9.976	11,64	34,66
Marzo	148.880	43.369	29,13	35,84
Abril	90.990	35.113	38,62	35,03
Mayo	92.200	18.212	19,75	34,86
Junio	87.260	43.538	49,89	35,60
Julio	133.740	63.06	47,46	32,80
Agosto	127.110	65.805	51,77	33,64
Septiembre	188.720	27.240	14,43	34,52
Octubre	234.220	41.669	17,79	33,82
Noviembre	53.020	63.164	119,12	24,23
Diciembre	82.580	43.266	52,39	22,48
Anual	1.448.700	465.810	32,15	33,71

Tabla 26. Maximizar ingresos: ingresos y costes de los desvíos por meses.

Como se puede comprobar, los ingresos anuales no logran superar los obtenidos con las estrategias *mejor predicción* y *no corrección*.

La explicación de estos resultados se encuentra en la *Figura 48*, en la que se ha mostrado la desviación entre el valor de la potencia óptima a ofertar en el mercado intradiario calculada con la estrategia y el valor de la mejor predicción disponible, utilizado en la estrategia *mejor predicción*. Como puede verse, dicha variación puede llegar a alcanzar los 21 MW (potencia nominal del parque), lo cual demuestra el gran riesgo de esta estrategia si las predicciones de los precios no son lo suficientemente precisas como ocurre en este caso.

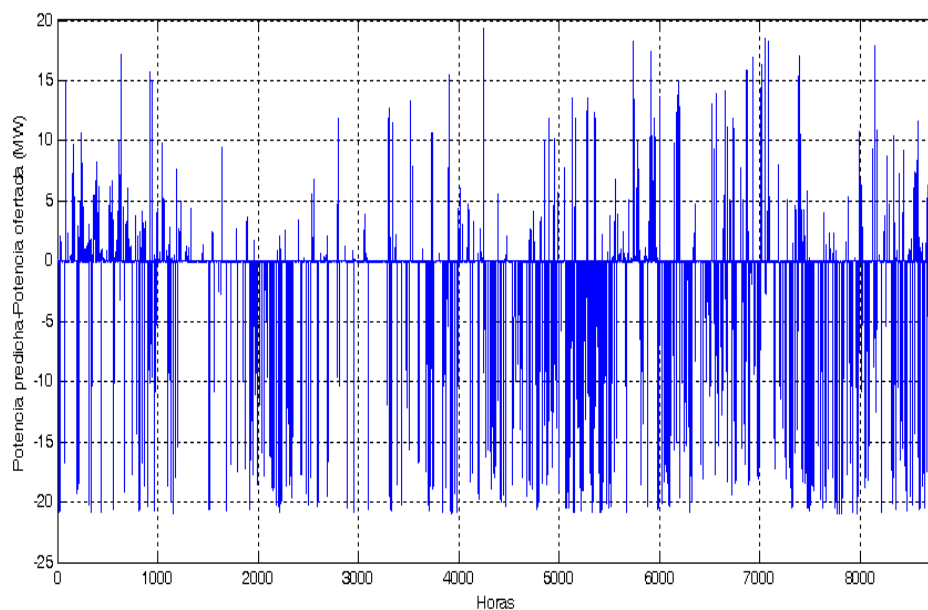


Figura 48. Maximizar Ingreso: Desviación de la potencia óptima en la estrategia, maximizar ingresos respecto de la mejor predicción.

En la *Tabla 27*, se ha repetido el análisis realizado para la estrategia anterior, analizando los ingresos y los costes de los desvíos para las diferentes sesiones del mercado intradiario.

Intradiario	Ingresos (€)	Coste desvíos (€)	Coste desvío/Ingreso (%)	Ingreso/Energía producida (€/MWh)
1	270.330	151.690	56,11	40,18
2	185.020	148.640	80,34	26,95
3	128.720	38.080	29,59	24,51
4	253.850	33.870	13,34	34,36
5	281.600	15.660	5,56	36,84
6	329.140	77.860	23,66	36,14

Tabla 27. Maximizar ingresos: Ingresos y costes de los desvíos por intradiarios.

Errores de potencia

El error medio anual del productor para esta estrategia es de -1,1651 MW mientras que el error medio absoluto es de 3,4228 MW. En la *Figura 49*, se ha representando en primer lugar la media anual del error medio de potencia cometido para cada una de las horas del día y en segundo lugar el error medio mensual.

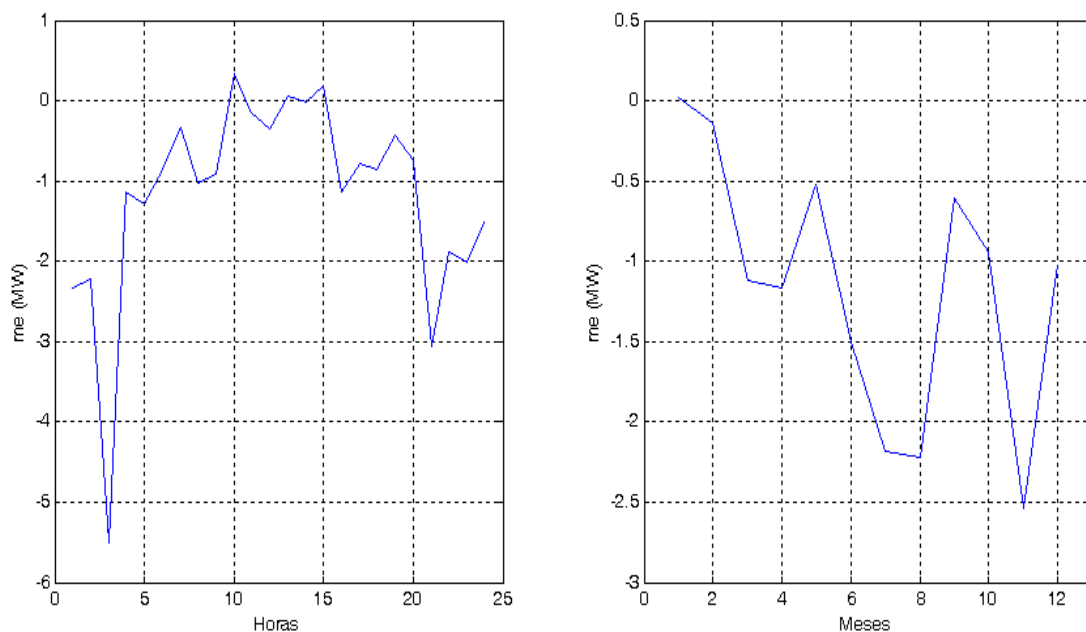


Figura 49. Maximizar ingresos: error medio de potencia horario y mensual.

En el gráfico izquierdo de la *Figura 50* se puede observar la media anual del error medio absoluto para cada una de las horas del día. En el gráfico derecho el error medio absoluto para cada mes del año junto con el nivel de potencia medio previsto para ese mes.

Como se puede observar, en este caso el error de potencia no se puede explicar haciendo uso de la anticipación ya que para esta estrategia no se oferta para conseguir el menor error de potencia.

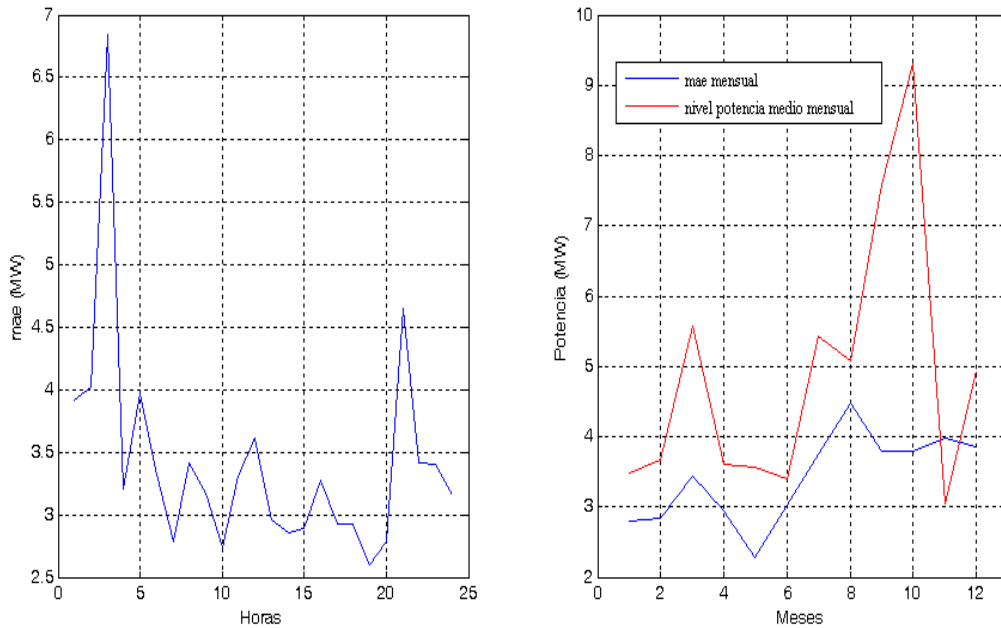


Figura 50. Maximizar ingresos: error medio absoluto de potencia horario y mensual.

Influencia de la predicción de las diferentes variables en los resultados de la estrategia

En este apartado se ha pretendido analizar la influencia de la precisión de la predicción de cada una de las variables que intervienen en el proceso de cálculo de la potencia óptima a ofertar de la estrategia: $P_{g,t}$, $\pi_{mi,t}$, $\pi_{d,t}$.

Para ello se han planteado 4 opciones. Una primera donde todos los valores de las variables son conocidos y otras tres donde una de ellas no lo es. En la *Tabla 28* se recogen los ingresos obtenidos para cada una de las opciones y su porcentaje de disminución de ingresos respecto de la primera opción.

Variables	Ingresos (€)	Porcentaje disminución ingresos (%)
$P_{mi}^{real}, \pi_{mi}^{real}, \pi_{desvio}^{real}$	1.678.400	-
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{real}, \pi_{desvio}^{real}$	1.626.520	3,09
$P_{mi}^{real}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio}^{real}$	1.601.700	4,57
$P_{mi}^{real}, \pi_{mi}^{real}, \pi_{desvio}^{predicho}$	1.544.200	7,99

Tabla 28. Influencia de las predicciones de las variables en la estrategia maximizar ingresos.

Parece claro, que las mejoras en la predicción deben focalizarse en los precios de los desvíos. A continuación se ha procedido a realizar un análisis más exhaustivo de la influencia de la predicción de los precios en la estrategia considerando que la precisión de la predicción de la potencia no pudiese mejorarse. Para ello, al igual que el caso anterior, se han implementado diferentes estrategias alternando variables predichas y reales. En la *Tabla 29* se recogen los

resultados obtenidos para cada una de ellas y el porcentaje de disminución respecto de la primera de ellas.

Variables	Ingresos (€)	Porcentaje disminución ingresos (%)
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{real}, \pi_{desvio}^{real}$	1.626.520	-
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio}^{real}$	1.543.000	5,13
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{real}, \pi_{desvio}^{predicho}$	1.491.300	8,13
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio}^{predicho}$	1.448.700	10,93
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio subir}^{real}, \pi_{desvio bajar}^{predicho}$	1.476.200	9,24
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio subir}^{predicho}, \pi_{desvio bajar}^{real}$	1.514.600	6,88

Tabla 29. Influencia de la predicción de los precios en la estrategia maximizar ingresos.

De los resultados obtenidos se puede desprender que la incorporación de la predicción del precio del desvío a bajar es la que verdaderamente produce un descenso significativo de los ingresos y por tanto es donde deberían centrarse los esfuerzos de mejora.

7.5 Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción

La implementación de esta estrategia es análoga a la anterior, ya que se trata nada más de una modificación de ésta que incluye la incertidumbre de la producción.

Para encontrar la potencia óptima a ofertar en el mercado intradiario, es preciso en primer lugar discretizar el método de resolución expuesto en el capítulo 5. Para ello, los ingresos esperados para un nivel de potencia ofertado en el mercado intradiario del productor eólico vendrán expresados por la ecuación 16, donde el sumatorio se extenderá hasta 21 bins, que se corresponden con los 21 valores que definen las funciones de densidad de probabilidad calculadas en el capítulo 4.

$$\bar{I} = E[R; P_{mi}] = \sum_{i=1}^{21} g(P_{g,i}, \pi_{mi}, \pi_d; P_{mi}) f_z(P_{g,i}) \quad (16)$$

Finalmente la potencia óptima a ofertar en el mercado intradiario será aquella potencia que maximice la ecuación anterior.

Ingresos

Los ingresos anuales obtenidos por el productor siguiendo esta estrategia ascienden a 1.446.400 € mientras que los costes de los desvíos suben a 488.270 € lo cual representa un porcentaje del 33,75% sobre el ingreso. La remuneración media anual por unidad de energía producida ascendió a 32,86 €/MWh En la *Tabla 30*, se presentan estos resultados desglosados mes a mes.

Meses	Ingresos (€)	Coste desvíos (€)	Coste desvío/Ingreso (%)	Ingreso/Energía producida (€/MWh)
Enero	124.980	-5.913	-4,73	48,32
Febrero	86.500	-3.042	-3,51	35,00
Marzo	147.640	49.954	33,83	35,54
Abril	90.510	33.506	37,02	34,88
Mayo	91.820	23.589	25,68	34,71
Junio	87.470	47.900	54,76	35,68
Julio	132.420	72.312	54,61	32,72
Agosto	127.320	69.990	54,97	33,70
Septiembre	188.400	34.419	18,26	34,46
Octubre	233.520	68.802	29,46	33,72
Noviembre	52.840	64.344	121,77	24,14
Diciembre	83.010	32.413	39,04	22,59
Anual	1.466.400	488.270	33,75	32,86

Tabla 30. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: ingresos y costes de los desvíos por meses.

Al igual que ocurría con la estrategia anterior los ingresos anuales obtenidos por el productor empeoran respecto a los obtenidos con las estrategias *mejor predicción* y *no corrección*. Además tampoco logran mejorar los obtenidos con *maximizar ingresos*.

Con la intención de analizar el porqué de este hecho se ha re presentado la *Figura 51*, donde se ha repetido el análisis realizado anteriormente en la *Figura 48* de representar la diferencia entre la potencia predicha y la potencia óptima encontrada con la estrategia actual. Los resultados obtenidos son similares, en cuanto a que la estrategia tiende a ofertar valores extremos de potencia, de ahí el decremento en los ingresos respecto de las estrategias de *no corrección* y *mejor predicción* al no ser la predicción de precios lo suficientemente precisa. Por otro lado también, la incorporación de la incertidumbre de la producción en este caso ha aumentado la variabilidad entre la potencia predicha y la óptima encontrada, lo cuál explica también en parte el leve empeoramiento de los ingresos respecto de la estrategia *maximizar ingresos*.

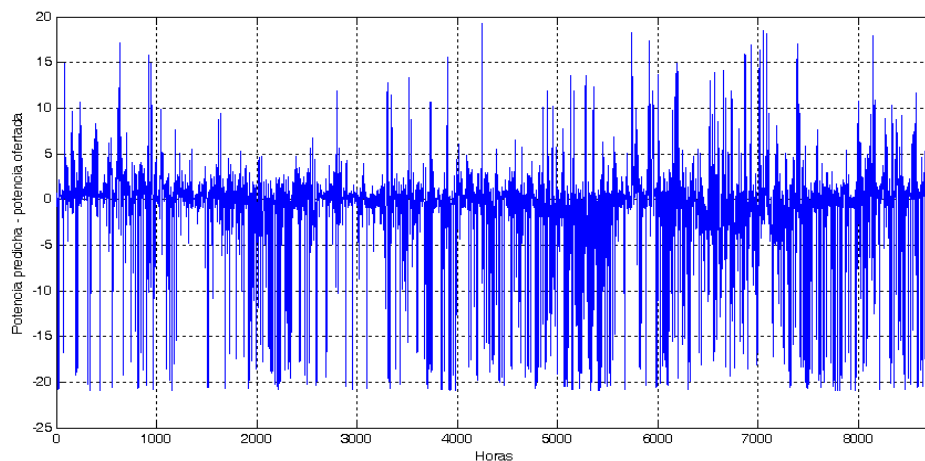


Figura 51. Desviación de la potencia óptima en la estrategia 'maximizar ingresos' incorporando incertidumbre de la producción respecto de la mejor predicción.

En la *Tabla 31* se muestra el análisis de los ingresos y de los costes de los desvíos analizados desde el punto de vista de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

Intradiario	Ingresos (€)	Coste desvíos (€)	Coste desvío/Ingreso (%)	Ingreso medio anual por hora (€/MWh)	Ingreso/Energía producida (€/MWh)
1	270.500	192.050	70,99	67.625	40,20
2	184.480	165.910	89,93	46.120	26,87
3	127.900	28.480	22,26	42.633	24,35
4	254.290	21.560	8,47	63.572	34,42
5	281.080	750	0,26	70.270	36,77
6	328.160	81.030	24,6	65.632	36,04

Tabla 31. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: ingresos y costes de los desvíos por intradiarios.

Errores de potencia

El error medio anual del productor para esta estrategia es de -1,2084MW mientras que el error medio absoluto es de 3,8525 MW. En la *Figura 52*, se ha representando en primer lugar la media anual del error medio de potencia cometido para cada una de la de las horas del día y en segundo lugar el error medio mensual.

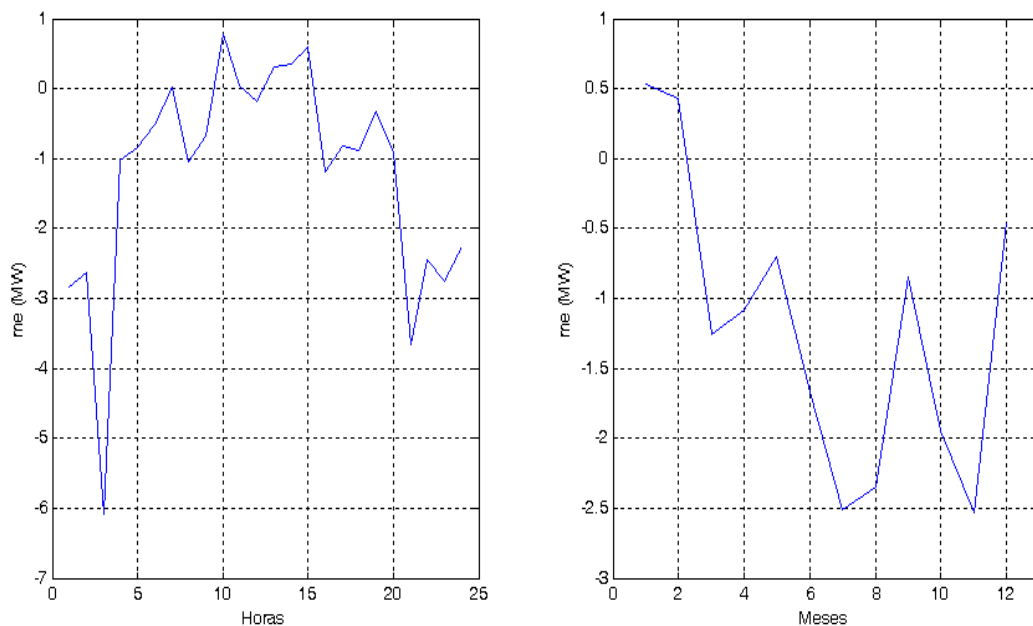


Figura 52. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: error medio de potencia horario y mensual.

En el gráfico izquierdo de la *Figura 53* se puede observar la media anual del error medio absoluto para cada una de las horas del día y en el gráfico derecho se representa a la vez el error medio absoluto para cada mes del año junto con el nivel de potencia medio previsto para ese mes.

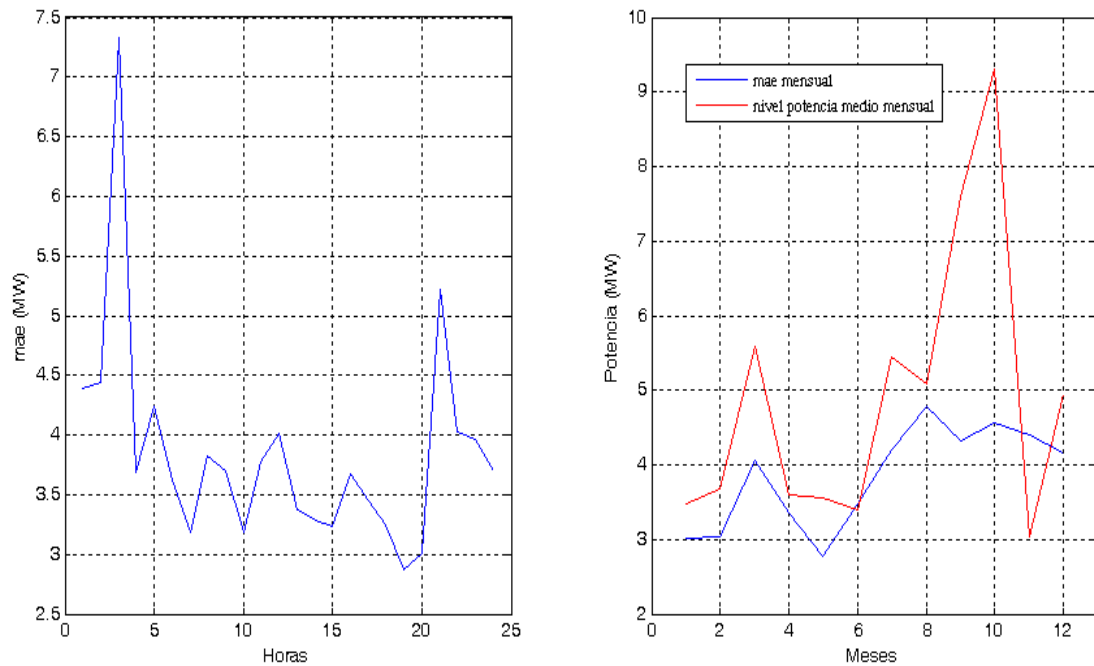


Figura 53. Maximizar ingresos considerando la incertidumbre de la producción: error medio absoluto de potencia horario y mensual.

Influencia de incorporar la incertidumbre de la producción para diferentes grados de precisión de las predicciones.

Como se puede comprobar, el resultado de incorporar la incertidumbre de la producción a la estrategia ha conducido a una leve disminución de los ingresos, lo cuál contradice la lógica y los estudios realizados donde se demuestra todo lo contrario. Por ello se ha realizado el siguiente análisis donde se estudia si la incorporación de la incertidumbre de la producción para diferentes grados de precisión de la predicción de las variables conduce a resultados similares. En la Tabla 32 se recogen los ingresos obtenidos y el porcentaje de mejora respecto de la estrategia anterior, en la que no se consideraba la incertidumbre.

Variables	Ingresos (€)	Porcentaje de mejora (%)
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{real}, \pi_{desvio}^{real}$	1.643.100	1,02
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio}^{real}$	1.551.200	0,53
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{real}, \pi_{desvio}^{predicho}$	1.492.600	0,09
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio}^{predicho}$	1.446.400	-0,16
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio}^{real} \text{ subir}, \pi_{desvio}^{predicho} \text{ bajar}$	1.482.200	0,41
$P_{mi}^{predicha}, \pi_{mi}^{predicho}, \pi_{desvio}^{predicho} \text{ subir}, \pi_{desvio}^{real} \text{ bajar}$	1.528.100	0,89

Tabla 32. Influencia de la predicción de los precios en la estrategia maximizar ingreso considerando la incertidumbre de la producción.

En todos los casos, salvo en el que incorpora todas las predicciones, la introducción de la incertidumbre en la producción de potencia ha mejorado los ingresos. Por tanto, se puede concluir que cuando las variables son difíciles de predecir, como es el caso de los precios de los desvíos, incorporar la incertidumbre de la producción no tiene por qué mejorar los ingresos.

Capítulo 8

Conclusiones

8.1 Conclusiones

El objetivo de este capítulo es sacar las principales conclusiones del estudio realizado. El primer objetivo que se marcó fue cuantificar la importancia del mercado intradiario para mejorar los ingresos del productor y disminuir el error de potencia, para lo cuál se plantearon dos estrategias: *mejor predicción* y *maximizar ingresos*.

A la vista de los resultados obtenidos, sólo la estrategia mejor predicción logra mejorar los ingresos del productor. Por tanto se puede extraer una primera conclusión clara, de que ante un escenario con un alto grado de dificultad de predicción de precios, la mejor opción para mejorar los ingresos es ofertar la potencia más probable. Sin embargo, si el escenario es más certero, la estrategia de maximizar ingresos puede resultar más beneficiosa, tal como muestra la tabla 29.

Por otro lado, el beneficio del mercado intradiario para mejorar el error de potencia parece claro si atendemos a los resultados de la estrategia *mejor predicción*, obteniendo una disminución del error de potencia del 38,63%.

El segundo objetivo del proyecto era realizar una predicción de los precios de los desvíos mediante técnicas sencillas. Para ello se han planteado tres estrategias, de las cuales la media horaria es la que mejores resultados ha ofrecido.

A la vista de los resultados de las estrategias donde son necesarias las predicciones de los precios de los desvíos se desprende que todavía no son lo suficientemente buenas como para lograr mejorar los ingresos del productor respecto de la opción de mejor predicción y no corrección. Sin embargo sí se ha demostrado que aunque no lo logran predecir la variabilidad, sí realizan con un grado adecuado una predicción de su tendencia, tal como puede observarse en la figura 40 y figura 41.

Por tanto, la segunda conclusión es que las técnicas sencillas planteadas no logran predecir los precios de los desvíos con la precisión suficiente como para lograr mejorar los ingresos del productor ante comportamientos del mercado muy variables, planteándose la necesidad de recurrir a técnicas más complejas.

El tercer objetivo marcado era estudiar el efecto de las predicciones de las diferentes variables sobre los ingresos del productor. Como se ha visto en la tabla 28, las precisiones de las predicciones aún están lejos de ser lo suficiente precisas como para obtener el máximo ingreso posible, siendo la mejora de la predicción de los precios de los desvíos la que reportaría un mayor beneficio.

La siguiente conclusión es la necesidad de continuar la mejora de la precisión de las predicciones de las variables, especialmente la de los precios de los desvíos.

El último objetivo del proyecto que se marcó fue cuantificar la influencia de incorporar la incertidumbre de la producción en la estrategia *maximizar ingreso*. Tal como puede verse en la tabla 32, la incorporación de la incertidumbre de la producción mejora los ingresos del productor en los casos en los que las precisiones de las predicciones son lo suficientemente precisas.

8.2 Trabajos futuros

Los trabajos futuros deben focalizarse en tres direcciones claras:

- Profundizar en la predicción de los precios de los desvíos utilizando técnicas más complejas que permitan explicar su variabilidad.
- Incorporar estrategias de gestión del riesgo en la estrategia *maximizar ingreso*.
- Incorporar la incertidumbre de los precios de los desvíos en la estrategia *maximizar ingreso*.

8.3 Propuesta de cambio regulatorio para la fijación de precios de los desvíos

Debido a la actual legislación del mercado eléctrico, la maximización del beneficio económico del productor no tiene por qué ir ligada a la minimización del desvío de potencia, como ya se apuntaba en el punto 5.4. Si la generación eólica sigue aumentando en el ritmo que lo está haciendo puede resultar un problema importante para el sistema, complicando la operación en tiempo real al aumentar el volumen de energía a gestionar en los mercados de desvíos.

Este desequilibrio entre los intereses del productor y los del sistema es provocado por el arbitraje de precios del mercado intradiario y de los desvíos. Si atendemos a la definición de los precios de los desvíos descrita en el punto 5.1, el precio del desvío a subir para una hora h , nunca puede ser superior al precio del mercado diario para la hora h y el precio del desvío a bajar para una hora h nunca puede ser inferior al precio del desvío del mercado diario para la hora h , consiguiendo una penalización económica para el productor en el caso de que el desvío haya sido contrario al del sistema.

El problema surge cuando el productor hace uso del mercado intradiario para vender su energía, ya que al estar los precios de los desvíos referenciados a los precios del mercado diario, puede resultar que el precio del desvío a subir para una hora h sea superior al del mercado intradiario para una hora h y una sesión s ó que el precio del desvío a bajar sea inferior al precio del mercado intradiario para una hora h y una sesión s . Con esto, el productor podría obtener un mayor ingreso no corrigiendo la oferta realizada en el mercado diario en el intradiario, al recibir una mayor retribución por el desvío y sin embargo incurriendo en un desvío de potencia mayor.

El objetivo de este punto es llamar la atención de esta anomalía y plantear la necesidad de un cambio de regulación que logre alinear el interés económico del productor con el del sistema.

Referencias bibliográficas

- [1] J. Usaola y M. A. Moreno, *Optimal Bidding of Wind Energy in Intraday Markets*. Proc. of the 6th International Conference on the European Energy Market (EEM). Louvain (Belgium), 2009.
- [2] J. Usaola, M. Bueno, M. A. Moreno. y F. J. Nogales, *Strategic Energy Bidding in Adjustment Markets*. 3, Septiembre 2010.
- [3] A. Gómez, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill Interamericana. Madrid, 2002.
- [4] Parlamento Europeo. *Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*. Disponible en [http:// www.boe.es](http://www.boe.es), Septiembre 2010.
- [5] BOE. *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del sector eléctrico*. Disponible en <http://www.boe.es>, Septiembre 2010.
- [6] Energía y Sociedad. *Material didáctico*. Disponible en <http://www.energiaysociedad.es>, Septiembre 2010.
- [7] Operador del Mercado Eléctrico Español. *Reglas de funcionamiento del mercado eléctrico de producción*. Disponible en <http://www.omel.es>, Septiembre 2010.
- [8] Red Eléctrica de España. *Operación del sistema eléctrico español*. Disponible en <http://www.ree.es>, Septiembre 2010.
- [9] BOE. 128. *P.O.3.1 Programación de la generación*. Disponible en <http://www.boe.es>, Septiembre 2010.
- [10] Operador del Mercado Eléctrico Español. *Informe anual 2009*. Disponible en <http://www.omel.es>, Octubre 2010.
- [11] Red Eléctrica de España. *Informe del sistema eléctrico en 2009*. Disponible en <http://www.ree.es>, Octubre 2010.
- [12] Asociación Empresarial Eólica. *Eólica 2010*. Disponible en <http://www.aeeolica.es>, Octubre 2010.

- [13] BOE. 126. *RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Disponible en <http://www.boe.es>, Octubre 2010.
- [14] L. A. Fernández, *Modelos avanzados para la predicción a corto plazo de la producción eléctrica en parques eólicos*. Tesis Doctoral. Disponible en <http://www.unirioja.es>, Septiembre 2007.
- [15] Red Eléctrica de España. *SIPREÓLICO. Sistema de predicción de la producción eólica*. Disponible en <http://www.reoltec.net> , Octubre 2010.
- [16] M. Chinn, M. Leblanc y O. Coibion. *The predictive characteristics of energy futures: Recent evidence for crude oil, natural gas, gasoline and heating oil*. 2002.
- [17] A. J. Conejo et. *ARIMA models to predict next-day electricity market*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, nº 13, Agosto 2003.
- [18] B. R. Szkuta, L. A. Sanabria y T. S. Dillon, *Electricity price short-term forecasting using artificial neural networks*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, págs. 851–857, Agosto 1999.